

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2820 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.143:622.243.22(24:181m2820):622.324.5(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Агеев Илья Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		
Консультант	Епихин Антон Владимирович			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Агееву Илье Сергеевичу

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2820 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	13 мая 2019 3662/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30 мая 2019
--	-------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении (Тюменская область), с ожидаемым дебитом 203,9 м<sup>3</sup>/сутки.</p>
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Обоснование конструкции скважины (обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины).</li> <li>- Углубление скважины (выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна).</li> <li>- Проектирование процессов заканчивания скважин (расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин).</li> <li>- Выбор буровой установки.</li> <li>- Идентификация и учет наработки на бурильные трубы с помощью RFID-меток</li> </ul>
<p><b>Перечень графического материала</b>  (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГТН (геолого-технический наряд).</li> <li>2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны).</li> </ol>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  (с указанием разделов)</p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент, Романюк Вера Борисовна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент, Черемискина Мария Сергеевна</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>1. Общая и геологическая часть</p>	
<p>2. Технологическая часть</p>	
<p>3. Винтовой забойный двигатель с регулируемым углом перекоса</p>	
<p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>5. Социальная ответственность</p>	
<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>4 февраля 2019</p>

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б4Б	Агеев Илья Сергеевич		

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30 мая 2019
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
8 февраля	Общая и геологическая часть	10
5 апреля	Технологическая часть	40
30 апреля	Специальная часть	20
30 мая	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30 мая	Социальная ответственность	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

<b>Код результата</b>	<b>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</b>
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области математических, естественных и социально-экономических наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 119 страниц, 16 рисунков, 25 таблиц, 50 литературный источник, 8 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, конструкция скважины, цементирование, скважина, нефть, заканчивание скважин.

Цель работы — проектирование и строительства разведочной скважины глубиной 2820 метров.

В процессе работы был составлен проект на строительство разведочной скважины на глубиной 2820м (по вертикали).

Разработаны мероприятия по организации строительству, охране труда и окружающей среды.

В работе рассмотрен вопрос идентификации и учета наработки на бурильные трубы с помощью RFID-меток.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «КОМПАС».

## СОКРАЩЕНИЯ

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продажная цементирующая.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>СОКРАЩЕНИЯ .....</b>	<b>8</b>
<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>12</b>
<b>1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....</b>	<b>13</b>
1.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов .....	13
1.3 Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади).....	13
1.4 Возможные осложнения по разрезу скважины. ....	14
<b>2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....</b>	<b>15</b>
<b>2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины .....</b>	<b>15</b>
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	15
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	15
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений .....	15
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	16
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	17
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	18
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	18
2.3 Углубление скважины .....	19
2.3.1 Выбор способа бурения .....	19
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	20
2.3.3 Выбор типа калибратора .....	21
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....	22
2.3.5 Расчет частоты вращения долота .....	23
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	23
2.3.7 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	25
2.3.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	26
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	26
2.3.10 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	30
2.3.11 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	30
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	30
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	30
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений .....	31
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений .....	32

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине .....	33
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины.....	34
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	34
2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости.....	34
2.4.2.3 Гидравлический расчет цементирования скважины.....	35
2.4.2.3.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования ...	35
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	35
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин .....	36
2.5 Выбор буровой установки.....	38
<b>3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ .....</b>	<b>40</b>
3.1 Идентификация и учет наработки на буровые трубы с помощью RFID-меток .....	40
3.2 Общая классификация RFID-меток.....	42
Выводы к третьему разделу .....	55
<b>4 .ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....</b>	<b>57</b>
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин .....	57
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение .....	58
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	59
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	59
4.1.4 Расчет нормативного времени на механическое бурение .....	59
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки .....	59
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы .....	61
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами .....	61
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ .....	61
4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины .....	62
4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины .....	62
4.3 Расчет технико-экономических показателей.....	63
<b>5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>65</b>
5.1 Производственная безопасность .....	65
5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2200 метров на нефтяном месторождении.....	65

5.1.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария) .....	67
5.2 Экологическая безопасность .....	70
5.2.1 Мероприятия по охране атмосферы.....	70
5.2.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы .....	70
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	71
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	73
Выводы к разделу .....	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	77
<b>Приложение А.....</b>	<b>82</b>
А.Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов .....	82
<b>Приложение Б .....</b>	<b>89</b>
Б. Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади) .....	89
<b>Приложение В .....</b>	<b>91</b>
В. Возможные осложнения по разрезу скважины.....	91
<b>Приложение Г .....</b>	<b>93</b>
Г. Выбор компоновки и расчет бурильной колонн .....	93
<b>Приложение Д.....</b>	<b>98</b>
<b>Д .Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....</b>	<b>98</b>
<b>Приложение Е .....</b>	<b>102</b>
Е. Гидравлические расчеты промывки скважины .....	102
<b>Приложение И.....</b>	<b>104</b>
И.Финансовый менеджмент.....	104
<b>Приложение Й.....</b>	<b>107</b>
Й.Сметная стоимость строительства скважины .....	107

## ВВЕДЕНИЕ

Бурение скважин на месторождении имеет ряд особенностей, обусловленных горно-геологическими характеристиками разреза. Данные особенности при строительстве скважин предъявляют повышенные требования к качеству промывочной жидкости, технологических операций и общей организации работ в целом.

В вопросе решения задач по развитию топливно-энергетического комплекса в нашей стране ведущее место отведено газовой и нефтяной промышленности, поскольку нефть и газ являются стратегическим сырьём, идущим не только для удовлетворения нужд отечественной индустрии, а также на экспорт.

Строительство проектируемой скважины – это сложный производственный процесс, включающий множество технологических операций, для выполнения которых требуется сложное буровое оборудование и специальные знания и навыки работников для его обслуживания, при котором требуется строгое соблюдение работниками правил техники безопасности и требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Основной целью охраны природы в процессе возведения эксплуатируемых скважин на месторождениях является та, по которой требуется строгое соблюдение всех требуемых мер, направленных на защиту и охрану экологии, окружающей среды от пагубных факторов и действий, извлекаемых из недр земли продуктов, в том числе нефти, а также от производственных отходов. Также важной задачей по охране природы является защиты разрабатываемых земель от эрозии почвы.

Целью проекта является технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2820 метров.

## **1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **1.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов**

Геологический разрез месторождения представлен мощной толщей осадочных пород, залегающих на размытой поверхности складчатого фундамента. Данные представлены в приложении А.

### **1.2 Горно-геологические условия бурения**

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–2820 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие и средние по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки.

### **1.3 Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади)**

Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади) представлена в приложении Б.

Краткая характеристика нефтеносности и водоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 3 водоносными и нефтеносным пластом. Нефтяные и газовые пласты находятся в интервале: 2515 – 2790 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 203,9 м<sup>3</sup>/с.

#### **1.4 Возможные осложнения по разрезу скважины.**

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении В.

## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины**

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

### **2.2 Обоснование конструкции скважины**

Запроектированная конструкция разведочной скважины должна обеспечивать:

- максимально возможное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет выбора оптимальных конструкций забоя и диаметра эксплуатационной колонны;
- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтеотдачи пластов;
- условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины;

Конструкция скважины определяется с целью максимального сокращения затрат на строительство.

#### **2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

В связи с тем, что проектируется разведочная скважина, выбирается забой закрытого типа [38, 45].

#### **2.2.2 Построение совмещенного графика давлений**

Число интервалов, несовместимых по условиям бурения, определяется по совмещенному графику давлений.

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора [14-20].

По графику также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн. На рисунке 1 представлен совмещенный график давлений, построенный по исходным данным.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Необходимое условие  $P_{пл} < P_{бр} < P_{гр}$  выполняется. Примем проектируемую конструкцию скважины одноколонной.

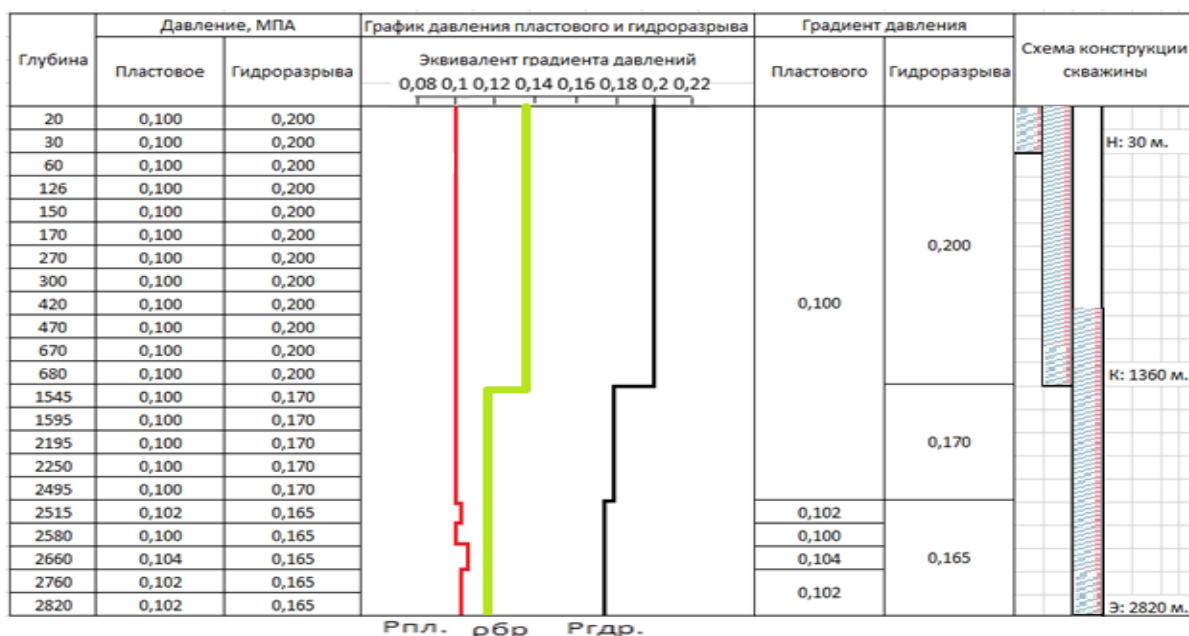


Рисунок 1 – График совмещенных давлений

### 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

По графику совмещенных давлений определяется число и интервалы спуска обсадных колонн, которые перекрывают зоны возможных осложнений при бурении [15,43].

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине четвертичные отложения 20 м, то будем считать глубину спуска направления равной 30 м.



Расчётная глубина спуска кондуктора составляет 1360 м, это допустимая глубина для спуска кондуктора (не более 1400 м).

Эксплуатационная колонна в вертикальной и наклонно-направленной скважине должна перекрывать подошву самого нижнего продуктивного пласта на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м, данное перекрытие подошвы последнего продуктивного пласта необходимо для ЗУМППФа

Глубина спуска ЭК составляет 2820 м.

Кондуктор и направление цементируются на всю длину, а эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака кондуктора на 500 м, поскольку скважина газовая.

Исходные данные для расчета конструкции скважины и минимальной глубины спуска колонн представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры конструкции скважины

Параметр	Описание	Значение
Тип скважины	Нефтяная, газовая, газоконденсатная	Газовая
Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Значение проектного дебита рассматриваемого к разработке пласта	203,9
$P_{пл}^{МАКС}$ , МПа	Максимальное пластовое давление	136
L, м	Длина скважины	2820
$P_f$ , г/см <sup>3</sup>	Плотность пластового флюида	0,723
$gradP_{ГР}$ , МПа/м	Градиент давления гидроразрыва под башмаком кондуктора	0,02

#### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности[19,31,32,38,41]:

- Направление цементируется на всю глубину спуска и составляет 30 м.
- Кондуктор цементируется на всю глубину спуска и составляет 1360 м.

- Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования составляет 1950 м.

### 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирают, исходя из ожидаемых суммарных дебитов, габаритов оборудования, которое должно быть спущено в данную колонну для обеспечения заданных дебитов. Для этого делают расчет, который производится снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны[41,44].

Ожидаемый дебит скважины достигает 203.9 м<sup>3</sup>/сут. Учитывая физико-механические свойства продуктивного пласта, а также геометрические размеры скважинного оборудования, диаметр эксплуатационной обсадной колонной равен 146,1 мм.

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 2

Опираясь на результаты расчетов построена схема конструкции скважины, представленная в приложении Г- Рисунок Г.1.

Таблица 2 – Характеристика конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
Направление	0-30	323,9	393,7
Кондуктор	0-1360	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0-2820	146,1	215,9

### 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны  $P_{оп}$ . В соответствии с п. 245 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности величина давления опрессовки должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{\text{ОП}} = k \cdot P_{\text{ГНВП}} = k^2 \cdot P_{\text{МУ}}, \quad (1)$$

где  $k$  – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{\text{ГНВП}}$  – давление, необходимое для ликвидации ГНВП;

$P_{\text{МУ}}$  – максимальное давление на устье, которое для нефтяного пласта рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{МУ}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}} = 27,68 \text{ МПа}, \quad (2)$$

где  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$\rho_{\text{н}}$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

В таком случае давление опрессовки составит 27,68 МПа.

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-35-146х245 К1 ХЛ. Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОПЗ-230/80х35.

## 2.3 Углубление скважины

Технико-экономическая эффективность строительства нефтяной скважины во многом зависит от процесса углубления и промывки. Проектирование этих процессов включает в себя выбор типа камнерезного инструмента, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и расположения ее дна, а также программы гидравлического углубления. Принятие проектных решений определяет тип буровой установки в зависимости, кроме того, от конструкции обсадных и горно-геологических условий бурения.

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Для выполнения строительства скважины с лучшими технико-экономическими показателями интервалы бурения выбираем в соответствии с глубинами спуска колонн. Для бурения под направление и кондуктор будем использовать роторный способ бурения, т.к. не планируется набор угла (скважина вертикальная), ротор обеспечивает необходимый момент для разрушения горной породы и оптимальную частоту вращения инструмента. Для бурения под эксплуатационную колонну планируется использование ВЗД, он обеспечит высокие скорости вращения

долота и высокие темпы проходки данного интервала. Бурение под эксплуатационную колонну планируется реализовать с применением ВЗД, так как это позволит провести строительство скважины в минимальные сроки с наименьшими эксплуатационными затратами. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3 [16,17,19,20,35,36].

Таблица 3 – Способы бурения и типы долот по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
От	До	
0	30	Роторный
30	1360	ГЗД
1360	2820	ГЗД

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и кондуктор и PDC для интервала бурения под эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов [18-20,35].

Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения и типы долот по интервалам

Интервал		0-30	30-1360	1360-2820
Шифр долота		Ш393,7 М	БИТ 295,3 ВТ 519	БИТ 215,9 В 619
Тип долота		Шарошечное долото	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8 REG	6 5/8 REG	4 1/2 REG
Длина, м		0,4	0,32	0,3
Масса, кг		150	50	40
G, тс	Рекомендуемая	3-5	5-15	2-12
	Предельная	10	17	15
n, об/мин	Рекомендуемая	45-90	65-130	90-177
	Предельная	400	400	400

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

1. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.
2. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

### **2.3.3 Выбор типа калибратора**

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

1. Для бурения интервала под направление 0-30м с шарошечным долотом использование калибратора и стабилизатора не планируется в связи с незначительным интервалом бурения, калибровка ствола секции осуществляется долотом.
2. Для бурения интервала под кондуктор 30-1360 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопостями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит

более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1360-2820м с PDC долотом использование калибратора и стабилизатора не планируется.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в приложении Г.5.

### **2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород**

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения [20,35].
3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 5.

Таблице 5- Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

<b>Интервал</b>	<b>0-30</b>	<b>30-1360</b>	<b>1360-2820</b>
<b>Исходные данные</b>			
<b><math>\alpha</math></b>	1	1	1
<b><math>R_{ш}, \text{кг/см}^2</math></b>	3400	2000	5120
<b><math>D_d, \text{см}</math></b>	39,37	29,53	21,59
<b><math>\eta</math></b>	1	1	1
<b><math>\delta, \text{см}</math></b>	1,5	1,5	1,5
<b><math>q, \text{кН/мм}</math></b>	0,1	5	5
<b><math>G_{пред}, \text{кН}</math></b>	280	140	130
<b>Результаты проектирования</b>			
<b><math>G_1, \text{кН}</math></b>	100	33,7	16,5
<b><math>G_2, \text{кН}</math></b>	35	135	189
<b><math>G_3, \text{кН}</math></b>	336	80	64
<b><math>G_{проект}, \text{кН}</math></b>	100	80	64

Для интервала бурения под направление принимается шарошечное долото, учитывается минимальная нагрузка  $G=100$  кН, так же учитывается максимально допустимая нагрузка  $G=35$  кН также предельная нагрузка  $G=336$  кН. Выбирается максимально эффективное разрушение горной породы равная  $G=100$  кН.

### 2.3.5 Расчет частоты вращения долота

Частота вращения вала долота для обеспечения необходимого времени контакта ( $\tau_k$ ) с учетом  $G_0$ .

Таблица 6- Результаты частоты вращения долота

Интервал		0-30	30-1360	1360-2820
Исходные данные				
$V_d$ , м/с		2,8	1,5	1
$D_d$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
$\tau$ , мс		6	-	-
$z$		24	-	-
$\alpha$		0,8	0,6	0,3
Результаты проектирования				
$n_1$ , об/мин		135	162	173
$n_2$ , об/мин		271	-	-
$n_3$ , об/мин		657	-	-
$n_{\text{проект}}$ , об/мин		30-50	162	173

Интервал под направление бурится роторным способом, расчетное значение 135 об/мин но так как интервал бурения не большой 0-30м использование ВЗД не целесообразно то берем стандартное значение вращения ротора 30-50 об/мин, данном выбор частоты вращения не приведет к износу опор долота.

Для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну выбираются расчетные значения с применением ВЗД для эффективного разбуривания горной породы и увеличение скорости проходки [20,35].

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

представлено в таблице 7 [20,35-36].

Таблица 7 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-1360	1360-2820
Исходные данные				
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G <sub>ос</sub> , кН		-	110	110
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D <sub>зд</sub> , мм		-	239,9	167,9
M <sub>р</sub> , Н*м		-	36000	25000
M <sub>о</sub> , Н*м		-	134,95	94,45
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН		-	325	228

Для интервала бурения под кондуктор 30-1360м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения 1360-2820м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-172, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород. Двигатели представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.7/8.55	30-1360	240	9975	2432	30-75	80-200	26,0-39,0	114-430
ДРУ2-172РС	1360-2820	172	5000	1669	19-40	80-200	25,3	221-565



### 2.3.7 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 9.

Таблица 9 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-860	860-2960
Исходные данные			
Дд, м	0,3937	0,2953	0,2159
К	0,65	0,5	0,4
Кк	1,3	1,3	1,5
V <sub>кр</sub> , м/с	0,15	0,12	0,1
V <sub>м</sub> , м/с	0,011	0,0083	0,0042
d <sub>бт</sub> , м	0,127	0,127	0,127
d <sub>мах</sub> , м	0,203	0,235	0,166
d <sub>нмах</sub> , м	0,0254	0,0127	0,0111
N	3	5	9
V <sub>кпмин</sub> , м/с	0,5	0,5	0,5
V <sub>кпмах</sub> , м/с	1,3	1,3	1,5
ρ <sub>см</sub> – ρ <sub>р</sub> , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02
ρ <sub>р</sub> , г/см <sup>3</sup>	1,2	1,15	1,08
ρ <sub>п</sub> , г/см <sup>3</sup>	2,0	2,26	2,12
Результаты проектирования			
Q1, л/с	79	28	11
Q2, л/с	82	40	30
Q3, л/с	163	68	39
Q4, л/с	25	17	16
Q5, л/с	44	37	32
Q6, л/с	-	19-57	19-38
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	82-160	40-68	30-39
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	82	37	19

## Продолжение таблицы 9

Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}$ , л/с	-	57	38
$\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1000	1000
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1190	1070
$M_{тм}$ , Н*м	-	18000	12000
$M_{тб}$ , Н*м	-	48770	28520

Из полученных данных выбираем значения, которые не превышают расход бурового раствора при котором происходит размывание стенок скважины ( $Q_3$ ), а также из опыта бурения под заданный режим и диаметр ВЗД.

Бурение под направление производится с расходом  $Q=82$  л/с который обеспечивается двумя насосами УНБТ-950 с диаметром втулок 160 мм, для кондуктора  $Q=37$  л/с который обеспечивается двумя насосами УНБТ-950 с диаметром втулок 150 мм, для эксплуатационной колонны  $Q=19$  л/с который обеспечивается двумя насосами УНБТ-950 с диаметром втулок 140 мм.

### 2.3.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов.

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с [34].

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Г.

### 2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;

- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

### ***Интервал под направление:***

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора [23,26].

В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 100-120 сек.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор ***глинистого типа (бентонитовый раствор)***. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается *каустической содой*.

### ***Интервал под кондуктор:***

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуhrивание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуhrиваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола (табл. 10). Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить ингибирующий буровой раствор.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности.

При бурении рекомендуется поддерживать реологию раствора на минимально допустимом уровне. Для предупреждения возможных сальникообразований используется смазочная добавка ТехноSOAP Р.

### **Эксплуатационная колонна**

#### ***Интервал под эксплуатационную колонну:***

При бурении интервалов (1360-2820 м), сложенных набухающими глинами, следует использовать ингибирующий буровой раствор в целях предупреждения нарушения устойчивости стенок скважины, приводящих к росту затяжек и посадок при СПО.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефте-газоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инстру-

мента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов  $K_2gn$  и  $K_2$ . Данные проблемы решаются с использованием **полимерного (инкапсулированного) бурового раствора**. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку. (интервал 1360-2820 м)

Данный буровой раствор обрабатывается  $CaCO_3$  (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), *каустической содой* (контроль pH), *биополимерами* (структурообразователь), *смазочными добавкам* (снижение коэффициента трения), *инкапсуляторами* (регулятор водоотдачи).

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Д.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Д.

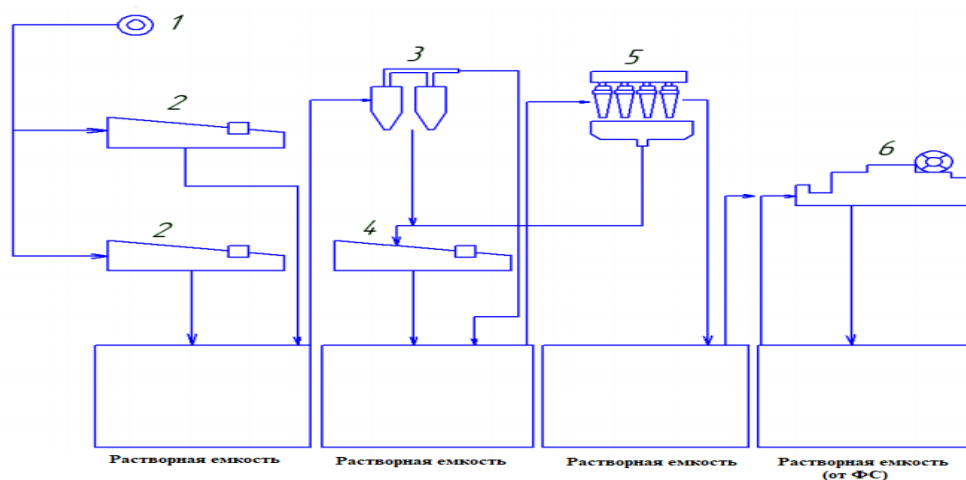


Рисунок 2 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Derrick 4; 3 – пескоотделитель ГЦК-360; 4 – вибросито Derrick 3; 5 – илоотделитель ИГ-45М или ИГ-45/75К; 6 – Derrick DE-1000.

### **2.3.10 Выбор гидравлической программы промывки скважины**

Произведем расчет гидравлической программы согласно методике, изложенной в [38,28-29].

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Так же расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчетов представлены в приложении Е.

### **2.3.11 Технические средства и режимы бурения при отборе керна**

Отбор керна является ответственной , поэтому необходимо произвести, поэтому необходимо выбрать и обосновать породоразрушающий инструмент, кerno-приемное устройство, спроектировать режим бурения, чтобы разработать режим бурения, который обеспечивает максимальное удаление керна[35]. В приложении Г, Таблица Г.4 представлены технические средства и режимы бурения в керна.

## **2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин**

### **2.4.1 Расчет обсадных колонн**

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу цементирования.

Раздел включает в себя расчет действующих на каждую обсадную колонну наружных и внутренних избыточных давлений на протяжении их установки и эксплуатации.

Для проведения расчета избыточных давлений определим плотности используемых технологических жидкостей:

- Плотность буферной жидкости  $\rho_{буф} = 1050 \text{ кг/м}^3$
- Плотность тампонажного раствора нормальной плотности  $\rho_{тпн} = 1800 \text{ кг/м}^3$
- Плотность облегченного тампонажного раствора  $\rho_{тп обл} = 1500 \text{ кг/м}^3$
- Плотность продавочной жидкости  $\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$
- Высота цементного стакана  $h_{см} = 10 \text{ м}$
- Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора  $h_I = 860 \text{ м}$
- Высота тампонажного раствора нормальной плотности  $h_2 = (H - h_{кровли} + 100) = 405 \text{ м}$
- Длина колонны  $H = 2820 \text{ м}$ .
- Ускорение свободного падения  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$

#### **2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений**

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [38,41-42].

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

$\rho_n$  – плотность нефти;  $\rho_{бж}$  – плотность буферной жидкости;  $\rho_{тк.обл.}$  – плотность облегченного тампонажного камня;  $\rho_{тк.н.}$  – плотность тампонажного камня нормальной плотности;  $h_I$  – высота столба буферной жидкости;  $h_d$  – динамический уровень скважины;  $h_2$  – высота столба тампонажного камня нормальной плотности.

На рисунке 6 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина–наружное избыточное давление».

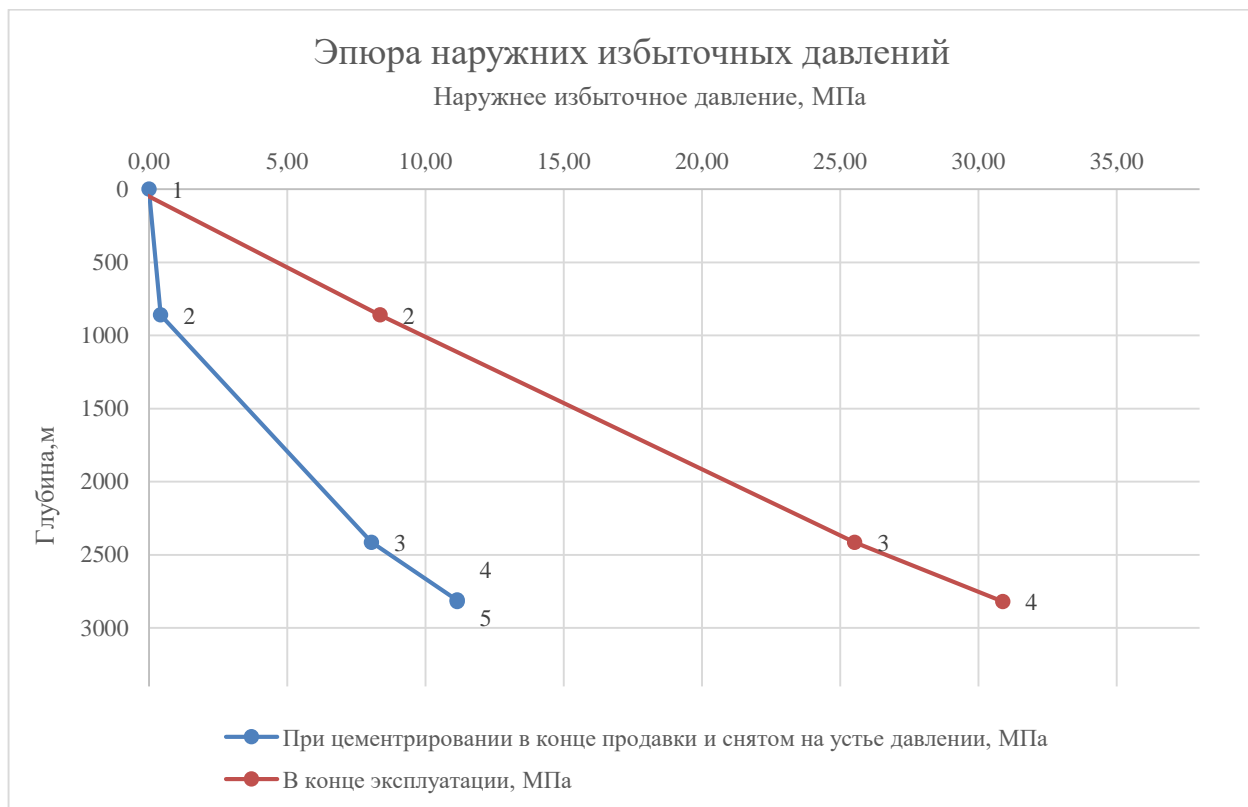


Рисунок 3. Эпюра наружных избыточных давлений.

#### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства. Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её на герметичность [42].

По данным расчета строим эпюру внутренних избыточных давлений (Рис. 4.)



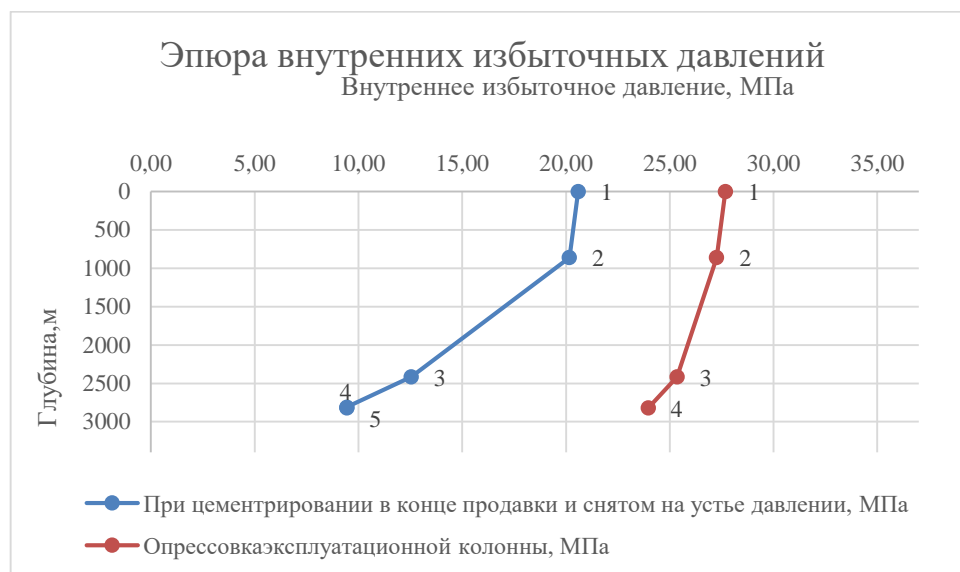


Рис. 4. Эпюра внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Согласно [29,38,43] расчет ОК ведут снизу вверх, начиная подбор секций труб с расчета на наружное избыточное давление и проверяя подобранные секции на внутреннее давление и растяжение.

Таблица 10– Характеристика обсадных колонн

Наружный диаметр, мм	Номер секции, тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Эксплуатационная колонна								
146	1-ОТТГ	Д	10,7	355	36,7	13 028,5	79 632,8	2820-2465
	2-ОТТГ	Д	7,7	2465	27,02	66 604,3		2465-0
Кондуктор								
245	1-ОТТМ	Д	7,9	1360	48,12	65 443,2	65 443,2	1360-0
Направление								
324	1-ОТТМ	Д	8,5	30	68,31	2 049,3	2 049,3	30-0

## 2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения в буровом растворе [19,31,41]:

$$P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{гр}}, \quad (3)$$

где  $P_{\text{гс кп}}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве;

$P_{\text{гд кп}}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве;

$P_{\text{гр}}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины;

Максимальное гидростатическое давление в кольцевом пространстве  $P_{\text{гс кп}}$  было определено при расчете избыточных давлений – 38,89 МПа.

Условие недопущения гидроразрыва:

$$\begin{aligned} P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}} &\leq 0,95 \cdot P_{\text{гр}}; \\ 38,89 + 0,27 &\leq 0,95 \cdot 52,42; \\ 39,16 &\leq 49,79. \end{aligned}$$

Условие прочности выполняется, следовательно, возможно выполнение одноступенчатого прямого цементирования скважины.

### 2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора [19,31,41]:

Таблица 11 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная ж.	13,347	1050	-	МБП-СМ / МБП-МВ	787,465
Облегченный ТР	51,419	1400	45,352	ПЦТ-III-О65-100 НТФ	24,6/25

Продолжение таблицы 11

Нормальной плотности ТР	15,015	1800	9,688	ПЦТ - II – 150 НТФ	6,156/7
Продавочная ж.	38,769	1000	38,769	-	-

### 2.4.2.3 Гидравлический расчет цементировання скважины

#### 2.4.2.3.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{\text{сум}} / G_{\text{б}}, \quad (4)$$

Схема расстановки цементирующей техники представлена на рисунке 5.

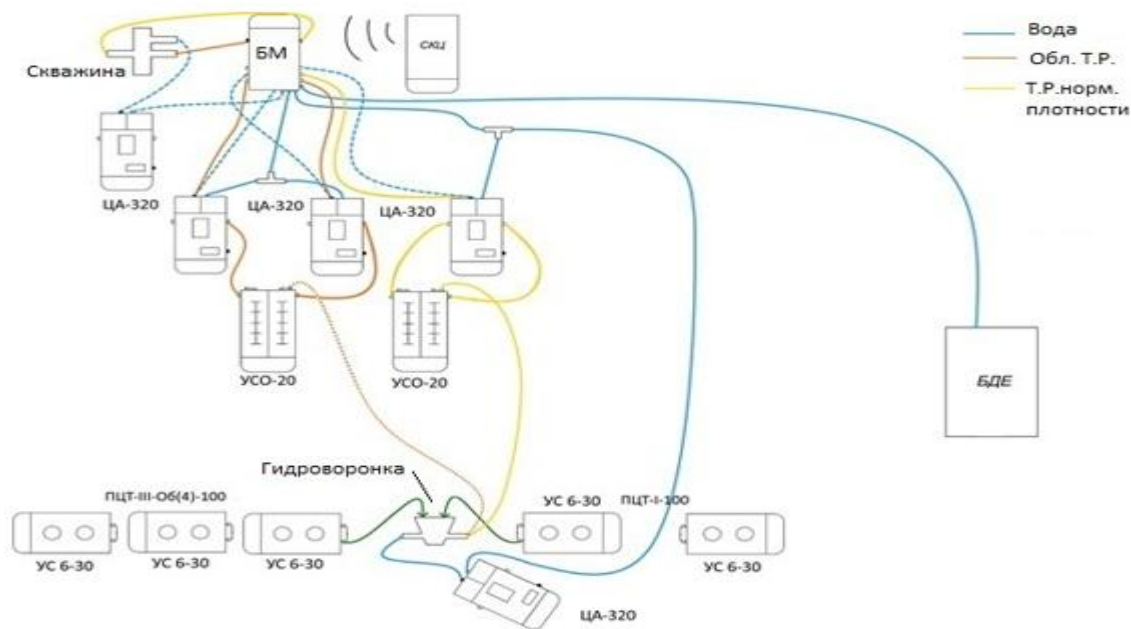


Рисунок 5. Схема обвязки цементирующей техники при приготовлении тампонажного раствора с применением цементосмесительной установки и гидроворонки.

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

В данном разделе представлены тип, количество и места установки скребков, турбулизаторов, башмаков, обратных клапанов, разделительных пробок, центраторов и других элементов оснастки.

Таблица 12 – Состав технологической оснастки ОК

Название колонны, D <sub>усл</sub>	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146	2820	2820	1	1
	ЦКОД-146	2810	2810	1	1
	ЦПЦ 146/216	0	1360	28	
	ЦПЦ 146/216	1360	2820	47	75
	ЦТ 146/216	1360	2515	58	
	ЦТ 146/216	2515	2820	31	89
	ПРП-Ц-В 146	2810	2810	1	1
	ПРП-Ц-Н 146	2820	2820	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245	1360	1360	1	1
	ЦКОД-245	1350	1350	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	30	3	
	ЦПЦ 245/295	30	1360	34	37
	ЦТ 245/295	30	1360	67	67
	ПРП-Ц-245	1360	1360	1	1
Направление, 324 мм	БКМ-324	30	30	1	1
	ЦКОД-324	20	20	1	1
	ЦЦ-324	0	30	3	3
	ПРП-Ц-324	20	20	1	1

#### 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины, необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины. В качестве жидкости глушения выберем водный раствор соли NaCl.

Плотность жидкости глушения определяется по следующей формуле:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot H} = \frac{1,05 \cdot 24,9 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2470} = 1079 \text{ кг/м}^3 \quad (5)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым ( $k = 0,05$ ).

$P_{пл}$  – пластовое давление испытываемого пласта, Па,  $H$  – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины. Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. В связи с расположением продуктивных пластов в твердых породах проектируем кумулятивный метод перфорацию. В связи с вскрытием одного продуктивного пласта толщиной менее 30 м целесообразно использовать для вскрытия компоновку корпусных перфораторов ПКО 102-АТ возможность многокорпусной сборки при спуске на кабеле с установкой электродетонатора «внизу» перфоратора.

Результаты выбора перфорационной системы приведены в таблице 13.

Таблица 13– Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м		Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв/1 м	Количество спусков перфоратора
2762-2790	28	НКТ	Кумулятивная	102/146	20	1

Для проведения испытаний в открытом стволе заложим в проект электрогидравлический пластоиспытатель на кабеле ПЛГК-120, применяемый для необсаженных нефтяных и газовых скважин [44].

В базовые функции пластоиспытателя входит:

- построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
- глубинный анализ пластового флюида;
- отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени; имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

Обработка гидродинамических данных, полученных ПЛГК-120, позволяет определить продуктивные пласты, емкость пласта, и выработать мероприятия оптимальной технологии извлечения нефти и газа, что ведет к более рациональному природопользованию.

## **2.5 Выбор буровой установки**

Выбор типа буровой установки производится согласно технических характеристик и «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [18].

Первичное обследование вышки следует проводить после истечения 5 лет со времени ввода буровой установки в эксплуатацию или сразу после аварийной ситуации, влияющей на работоспособность вышки и ее основания.

Все буровые вышки и их основания должны ежегодно проверяться на потерю толщины стенок металла. Кроме того, состояние вышки должно проверяться перед спуском обсадной колонны, до и после окончания передвижки вышки, после открытых фонтанов и выбросов и т.д. При значительных повреждениях и ремонте несущих элементов секций, подкронблочной рамы и подкосов, буровые вышки должны подвергаться внеочередным статическим испытаниям. Обследование металлоконструкций и статические испытания вышек проводятся в промысловых условиях.

Буровую установку выбирают по ее номинальной грузоподъемности, обусловленной весом в воздухе наиболее тяжелой колонны бурильных труб или обсадной колонны, спускаемой в один прием, из следующего условия

$$G_{\text{БУ}} \geq G_{\text{БУ.Р}} = k \cdot G_{\text{max}}, \quad (6)$$

где  $G_{\text{БУ}}$  - номинальная грузоподъемность буровой установки, кН;

$G_{\text{БУ.Р}}$  - расчетная грузоподъемность буровой установки, кН;

$k$  - коэффициент запаса допускаемой нагрузки на крюке составляет (2 и 1,15 для бурильной и обсадной колонны соответственно);

$G_{\max}$  - максимальный вес колонны бурильных или обсадных труб, кН.

Вес секции обсадных труб эксплуатационной колонны равен 775 кН.

Максимальный вес секции бурильных труб равен 759 кН.

Максимальная нагрузка на крюке при работе с БК равна 1518 кН.

Максимальная нагрузка на крюке при работе с ОК равна 891 кН.

Выбираем буровую установку марки Уралмаш БУ-3000 ЭУК, со следующими характеристиками:

- допустимая нагрузка на крюке – 2000 кН;
- диапазон бурения – 2000-3200 м;
- остнастка талевой системы – 4×5;
- диаметр талевого каната – 45 мм;
- проходной диаметр стола ротора – 560 мм;
- число основных буровых насосов – 2;
- номинальная длина свечи – 25, 27, 36 м;
- вид привода – электрический переменного тока

### 3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

#### 3.1 Идентификация и учет наработки на бурильные трубы с помощью RFID-меток

В данной работе описан прототип информационной системы, позволяющей отслеживать перемещение бурильных труб, регистрировать их текущий физический износ, а также накопление усталостных повреждений с помощью технологии RFID-идентификации. Бурильные трубы одна из самых капиталоемких статей затрат для любого бурового предприятия. В среднем расходы на приобретение новых бурильных труб составляет около 20-25% от фонда капитальных вложений. С учетом срока полезного использования бурильных труб, который варьируется от 2 до 6 лет в зависимости от качества изготовления, условий эксплуатации и своевременного ремонта. В результате получается внушительная сумма, которую компании вынуждены тратить для поддержания своего парка бурильных труб в рабочем состоянии. Например, за 2018 год российские буровые предприятия приобрели 63 700 т стальных бурильных труб и примерно столько же списали на лом (таблица 14).

Таблица 14. Таблица соотношения приобретённой трубной продукции за 2018 г.

Наименование	Количество, тн.
ТМК и Техномаш	40,700
Weima	10,000
Hilong	5,000
DP Master, Elite и импорт из Китая	5,500
Прочее	2,500
<b>Итого</b>	<b>63,700</b>

Не смотря на то, что бережному отношению к бурильным трубам на предприятиях придается огромное значение, в действительности ситуация, как правило далека от идеала. По сложившейся практике, учет бурильных труб ведется не индивидуально на каждую трубу, а по комплектам (здесь имеется в виду фактический учет на производстве, по бухгалтерскому учету каждая из бурильных труб – это



отдельное основное средство). При поступлении новых труб на предприятие технические специалисты формируют из них новый комплект, оформляют паспорт комплекта труб и далее трубы перемещаются на буровую установку для ввода в эксплуатацию. История эксплуатации труб, включая наработку по метрам проходки, часам циркуляции или оборотам ротора ведется техническими специалистами для комплекта в целом. В результате реальное состояние и текущий ресурс отдельной бурильной трубы достоверно определить невозможно, кроме как по внешним признакам ее физического износа при проведении инспекции. В результате часто возникает ситуация, когда практически новый комплект может быть выведен из эксплуатации по причине нескольких случаев возникновения промывов бурильных труб (рис.1). Как правило, промыв становится результатом критического накопления усталостных повреждений в теле бурильной трубы. Но поскольку средствами дефектоскопии определить трубы с критическим накоплением усталостных повреждений можно лишь на этапе, когда усталостные микротрещины уже сформированы и ресурс трубы близок к исчерпанию, то технические специалисты предпочитают перестраховаться, вывести комплект из эксплуатации и переместить его на базу хранения для дальнейшего списания. Однако, зная индивидуальную наработку на трубу можно с высокой степенью точности заранее отбраковать «уставшие» трубы из комплекта и сохранить его в рабочем состоянии.

Технология RFID (англ. Radio Frequency Identification — радиочастотная идентификация) – это технология бесконтактного обмена данными, основанная на использовании радиочастотного электромагнитного излучения. RFID применяется для автоматической идентификации и учета объектов.

Типовая RFID-система состоит из 3-х базовых компонентов (рисунок 6):

1. RFID-меток.
2. RFID-считывателей.
3. Программное обеспечение.



Рисунок 6. Пример типовой RFID-системы

### 3.2 Общая классификация RFID-меток

Конструктивно RFID-метки представляют из себя электронный чип с металлизированной антенной. Существует несколько способов классификации RFID-меток (рисунок 7):

1. По рабочей частоте.
2. По источнику питания.
3. По типу памяти.
4. По исполнению.



Рисунок 7. Примеры RFID меток.

#### По источнику питания:

1. Активные – имеют встроенную батарею питания и не зависят от энергии считывателя, вследствие чего считываются на большем расстоянии, а также могут иметь различные встроенные датчики температуры, ускорения, влажности и т. п.

2. Пассивные – не имеют встроенной батареи питания и получают энергию путем индукцирования электромагнитного сигнала от считывателя. В отличие от активных меток, пассивные метки не излучают радиосигнал.

3. Полу-пассивные – работают по принципу пассивной метки, но имеют батарею питания.

#### **По рабочей частоте:**

1. LF (англ. Low Frequency) — Низкочастотные: 125- 135 кГц. «Обычные» метки-карточки, брелки для домофона и систем контроля доступа, метки-капсулы для «чипирования» животных.

2. HF (англ. High Frequency) — Высокочастотные: 13,56 МГц. Транспортные проездные карты, банковские беспроводные карты, устройства и метки NFC.

3. UHF (англ. Ultra High Frequency) — Сверхвысокочастотные: 860-960 МГц. Активные метки и системы позиционирования в режиме реального времени, брелки сигнализаций, беспроводные клавиатуры, мышки.

#### **По типу памяти:**

1. RO (англ. Read Only) — данные записываются только один раз, сразу при изготовлении. Такие метки пригодны только для идентификации. Никакую новую информацию в них записать нельзя, и их практически невозможно подделать.

2. WORM (англ. Write Once Read Many) — кроме уникального идентификатора такие метки содержат блок однократно записываемой памяти, которую в дальнейшем можно многократно читать.

3. RW (англ. Read and Write) — такие метки содержат идентификатор и блок памяти для чтения/записи информации. Данные в них могут быть перезаписаны многократно.

RFID-метки для бурильных труб Для идентификации бурильных труб в мире наиболее распространены метки, выполненные по стандарту EPC Gen 2 (полностью Electronic Product Code Class 1 Generation 2). Стандарт EPC Gen 2 разработан международной организацией GS1 EPC Global, ему также соответствует стандарт ISO/IEC 18000-6C.

Усредненные технические характеристики существующих RFID-меток для бурильных труб (рисунок 9):

1. Стандарт: EPC Class 1 Gen 2 / ISO 18000-6C.
2. Рабочая частота: UHF 863-868 МГц.
3. Память: а. EPC – 96 бит, уникальный идентификатор метки. б. TID – 64 бит, идентификатор производителя и модели чипа метки. с. User Memory – 512 бит, хранение любой информации.
4. Тип памяти: RW – чтение и запись данных.
5. Циклы записи и считывания: 100 000.
6. Хранение данных: 10 лет.
7. Степень защиты: IP68 – пыленепроницаемый объект, выдерживающий длительное погружение в воду под давлением.
8. Материал: Полиэфирэфиркетон (органический термопластичный полимер) или нержавеющая сталь.
9. Рабочая температура при которой метка стабильно считывается: от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+85^{\circ}\text{C}$ .



Рисунок 8. RFID-метки

10. Максимальная температура при которой сохраняется работоспособность: от  $-50^{\circ}\text{C}$  до  $+200^{\circ}\text{C}$ .
11. Размеры: толщина 4 - 10 мм, диаметр 10 - 28 мм, вес 8 - 30 г.
12. Радиус считывания: 0,5 - 1,5 м. 13. Стоимость: \$10 - \$25.

## Установка RFID-меток в бурильные трубы

Наиболее удобным и рекомендуемым производителями местом для установки RFID метки является зона фрезерованного паза на теле бурильного замка со стороны ниппеля (рисунок 10)

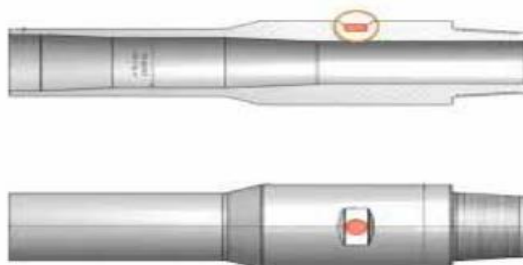


Рисунок 9. Место установки RFID-метки в фрезерованном пазе бурильного замка

Установка метки не в зоне паза, а на округлой поверхности замка также допускается, но в таком случае метку требуется дополнительно углубить в тело, чтобы защитить от возможных повреждений при истирания поверхности бурильного замка. По мере углубления метки ухудшается её способность считываться сканером, а также уменьшается дальность считывания, поскольку окружающий металл экранирует радиочастотный сигнал между меткой и RFID-считывателем. Для установки RFID-метки в теле бурильного замка высверливается посадочное гнездо (рисунок 10). Для сверления может применяться любой сверлильный станок с возможностью надежной фиксации бурильной трубы (в т.ч. в полевых условиях). При сверлении важно обеспечить заданный диаметр и глубину посадочного гнезда для правильной установки RFID-метки.



Рисунок 10. Сверление посадочного гнезда для RFID-метки в бурильном замке

В зависимости от конструкции RFID-метка может быть установлена путем запрессовывания или вкручивания. При установке с помощью вкручивания в посадочном гнезде метчиком нарезается резьба с требуемым шагом. Перед установкой метки размеры посадочного гнезда проверяют специальным шаблоном, а на нижнюю часть RFID-метки наносят небольшое количество термостойкого герметика.

После установки RFID-метка может быть дополнительно закреплена с помощью клея. После установки RFID-метку невозможно извлечь, поэтому в случае необходимости замены, её высверливают и устанавливают в прежнее посадочное гнездо новую.

Проверка бурильной трубы на растяжение, кручение и усталостную прочность

Перед сверлением посадочного гнезда важно удостовериться, что данная операция не ослабит структурную целостность бурильного замка, не уменьшит его прочностные характеристики, а также усталостную прочность. Для этого выполняют проверочные расчеты, где сравнивают прочность бурильного замка в зоне посадочного гнезда для RFID-метки с наиболее уязвимыми местами: зона контакта резьбового соединения ниппеля и муфты.

Ниже приведён пример такого расчёта для одноупорных бурильных замков NC38 (для бурильных труб 89 мм) и NC50 (для бурильных труб СБТ 127 мм) группы прочности S-135 перед установкой метки Xplorer (Xerafy).

Таблица 15. Результаты сравнения зон бурильного замка по усталостной прочности

Бурильный замок	Исследуемая зона	Усталостная прочность (циклы)
Замок NC38, Ø 127 мм	Посадочное гнездо	16 (4.98)
	Ниппель	13 (5.29)
	Муфта	18 (4.20)
Замок NC50, Ø 168 мм	Посадочное гнездо	14 (2.53)
	Ниппель	12 (1.45)
	Муфта	13 (6.80)

Результаты сравнения зон бурильного замка по усталостной прочности приведены в таблице 15. Определено, что резьбовое соединение ниппеля имеет меньшую усталостную прочность, чем зона посадочного гнезда для RFID-меток (рисунок 11).

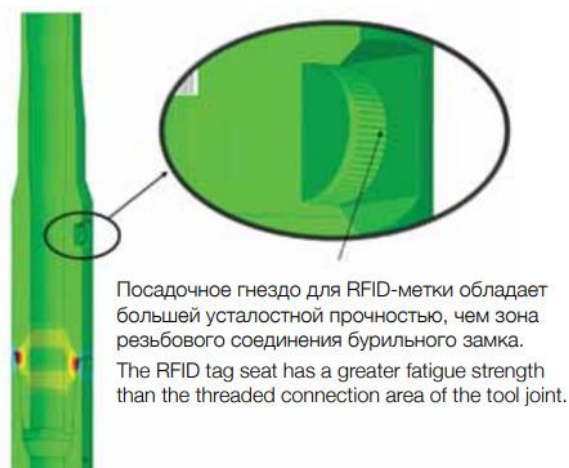


Рисунок 11. Расчет напряжений в бурильном замке NC38 методом конечно-элементного анализа для нахождения усталостной прочности

Результаты анализа растягивающих и крутящих нагрузок приведены в таблице 16. Определено, что резьбовые соединения ниппеля и муфты являются более слабыми по сравнению с зоной посадочного гнезда для RFID-метки.

Таблица 16. Результаты сравнения зон бурильного замка по прочности на растяжения и кручение

Бурильный замок	Исследуемая зона	Прочность на растяжение (kips)	Прочность на кручение (kft-lbs)
Замок NC38, Ø 127 мм	Посадочное гнездо	1484.04	111.05
	Ниппель	748.42	24.54
	Муфта	1046.23	19.17
Замок NC50, Ø 168 мм	Посадочное гнездо	3021.27	293.04
	Ниппель	1352.71	63.09
	Муфта	2042.90	56.98

Таким образом, можно сделать вывод, что после сверления посадочного гнезда для RFID-метки, ниппель бурильного замка остается самым слабым местом при расчете растягивающий и крутящих нагрузок, а также усталостной прочности. С учётом того, что как правило, тело бурильной трубы является ещё более слабым местом по сравнению с ниппелем, то можно сделать вывод, что зона посадочного гнезда для RFID-метки не нарушает структурную целостность бурильной трубы и не ухудшает её прочностных характеристик (рисунок 12).

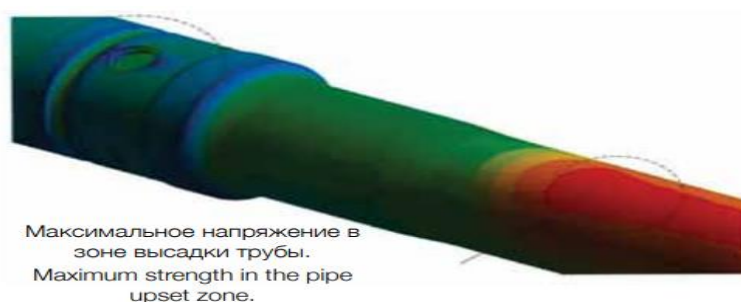


Рисунок 12. Расчет напряжений в бурильной трубе методом конечно-элементного анализа для нахождения усталостной прочности

В случае приобретения новых бурильных труб, выполнение подобных проверочных расчётов, равно как и установку RFID-меток следует поручить заводу-изготовителю. Таким образом, буровое предприятие не несёт дополнительных рисков и



имеет возможность получить бурильные трубы со всеми дополнительными опциями (RFID-метки, хардбендинг, внутреннее покрытие и т.д.) «под ключ» у единого поставщика с сохранением заводской гарантии на изделие.

**RFID-считыватели** Для сканирования RFID-меток установленных в бурильных трубах применяют 2 типа RFID считывателей:

1. Мобильные RFID-считыватели.
2. Стационарные RFID-считыватели.

Мобильные RFID-считыватели применяют для ускорения и уменьшения трудоемкости операций по инвентаризации, поиску, складскому учету, а также перемещению бурильных труб (рисунок 13). Мобильные RFID-считыватели соответствующую стандарту EPC Class 1 Gen 2 могут регистрировать метки на дистанции до нескольких метров. Существует большой модельный ряд таких устройств, в том числе изготовленные в виде промышленных планшетов с хорошим классом защиты, позволяющим использовать их в полевых условиях.



Рисунок 13. Мобильный RFID-считыватель

Стационарные RFID-считыватели могут быть выполнены в виде кольца и устанавливаются на роторной площадке или под ротором буровой установки (рисунок 14). Внутри такого кольца по периметру установлены антенны, подключенные к общему считывателю, которые окружают зону регистрации меток внутри кольца со

всех сторон. При прохождении бурильной трубы с RFID-меткой через кольцо, автоматически происходит ее считывание.

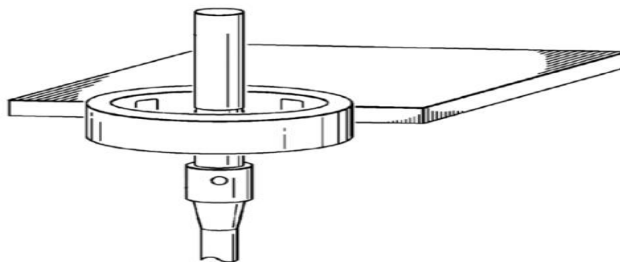


Рисунок 14. Эскиз стационарного RFID-считывателя (в форме кольца)

На сегодняшний день многие компании, занимающиеся внедрением RFID-технологий, ведут разработку подобных стационарных RFID считывателей, но готовые для промышленного использования образцы могут предложить всего несколько производителей, что пока ещё является ограничением для внедрения подобного оборудования на буровых предприятиях.

Мобильные и стационарные RFID-считыватели должны быть связаны по интернет-каналу с базой данных информационной системы, где аккумулируется вся информация по бурильным трубам. По мере обработки операций с бурильными трубами и считывания RFID меток, эти данные передаются в базу данных, где происходит обновление информации по их состоянию и местоположению.

#### Информационная система для учета бурильных труб

Для обработки получаемых данных от RFID считывателей необходимо развернуть отдельную информационную систему. Информационная система состоит из 3-х базовых компонентов:

- 1.База данных с пользовательским интерфейсом для хранения и обработки информации.
2. Android-приложение для мобильного RFID считывателя.
- 3.Программное обеспечение для стационарного RFID считывателя.

База данных хранит следующую информацию по бурильным трубам (пример):

1. Общие данные: тип трубы, завод-производитель, серийный и инвентарный номер.

2. Технические характеристики: группа прочности, тип резьбы, тип высадки, внутреннее покрытие, хардбендинг.
3. Геометрические параметры: диаметр, толщина стенки, длина.
4. Текущий износ: класс износа, изгиб, состояние резьбы, результаты измерений.
5. История проведения ремонта и дефектоскопии: дата проведения, выполненные работы, подрядная организация.
6. Нарботка: метры проходки, часы циркуляции, обороты ротора, усталостные повреждения.
7. История эксплуатации: буровая установка, скважина, период работы.
8. Текущее местоположение.

Для синхронизации получаемых данных от RFID считывателей с базой данных требуется разработать или приобрести отдельное программное обеспечение. Оно позволит получить сигнал от сканированной RFID метки, обработать его и передать для дальнейшего анализа в базу данных информационной системы. Например, для мобильных RFID-считывателей это может быть корпоративное Android-приложение, которое можно будет установить на любое Android

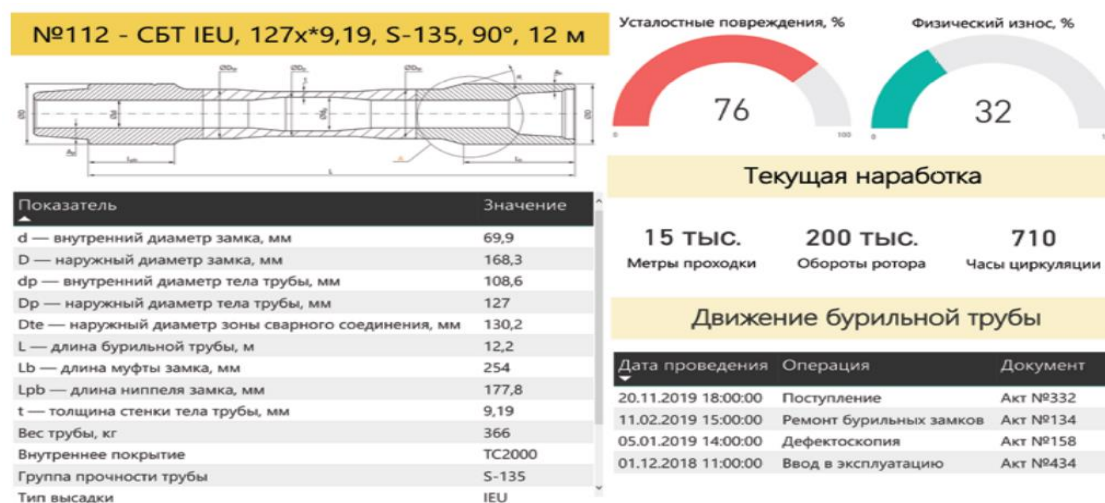


Рисунок 15. Окно в информационной системе для просмотра текущего состояния бурильной трубы

устройство (смартфон, планшет). Технический специалист при работе с таким мобильным RFID считывателем в полевых условиях сможет формировать в Android-приложении акт входного контроля бурильных труб, дефектоскопии, инвентаризации, а также проанализировать историю эксплуатации трубы.

Стационарный RFID-считыватель следует оснастить минимальным объемом программного обеспечения, достаточного для подключения к автоматизированной системе управления (АСУ) буровой установки. Данные от стационарного RFID-считывателя будут поступать также, как и от обычного датчика, после чего передаваться с общим потоком информации в офис бурового предприятия и далее в базу данных учета бурильных труб. Опционально стационарный RFID-считыватель может быть подключен к станции ГТИ на буровой площадке, где данные о считанных RFID-метках будут передаваться вместе с потоком данных от датчиков ГТИ.

Сценарий проведения дефектоскопии бурильных труб с помощью RFID-меток

Типовой процесс проведения дефектоскопии на трубной базе или месторождении может выглядеть следующим образом:

1. Инспектор с помощью мобильного RFID считывателя последовательно сканирует RFID метки на каждой бурильной трубе в процессе проведения дефектоскопии.
2. Данные о текущем износе и результатах диагностики бурильной трубы инспектор указывает в карточке оборудования на RFID-считывателе.
3. По окончании работ инспектор сохраняет документ с результатами дефектоскопии на мобильном RFID считывателе и отправляет его по интернет-каналу в базу данных информационной системы.
4. Оператор базы данных получает документ о результатах дефектоскопии, проверяет его и проводит в информационной системе.

5. При совершении проводки для каждой из бурильных труб, указанных по уникальному номеру в результатах дефектоскопии, происходит обновление данных по текущему износу, требуемому ремонте, а также фактическому местоположению.

6. Одновременно проводится автоматическая проверка фактического наличия бурильных труб в комплекте на буровой установке с информацией в базе данных, т.е. внеплановая инвентаризация.

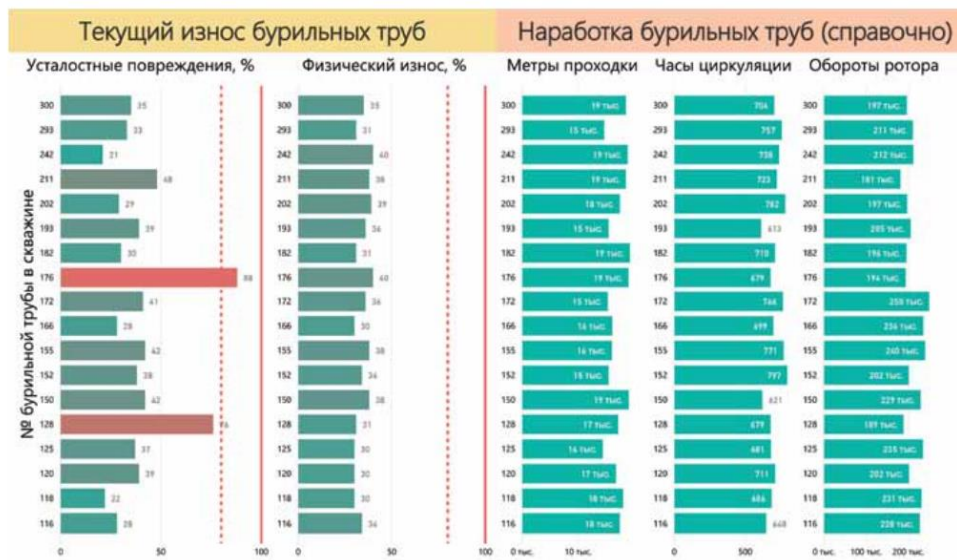


Рисунок 16. Окно в информационной системе для мониторинга наработки  
Результаты проведенной дефектоскопии становятся доступными всем пользователям информационной системы для дальнейшей работы (рисунок 16).

Сценарий учета наработки на бурильные трубы с помощью RFID-меток

Технология RFID-идентификации также позволяет построить в реальном времени процесс учета наработки:

1. Бурильные трубы, укомплектованные RFID-метками и зарегистрированные в информационной системе, поступают на буровую установку. Роторная площадка буровой установки оснащается стационарным RFID-считывателем.

2. При спуске трубы в скважину, она проходит через кольцо, где происходит считывание RFID-метки. Информация о считанных метках вместе с прочими показаниями датчиков передается на станцию ГТИ.

3. Станция ГТИ по спутниковому каналу в реальном времени транслирует данные о сканированных RFID-метках, а также данные о режиме бурения в базу данных информационной системы.

4. В информационной системе происходит построение виртуальной компоновки бурильных труб и мониторинг режимов её эксплуатации в скважине по данным ГТИ. Для каждой из бурильных труб компоновки происходит сопоставление ее текущего положения в стволе скважины с фактическим режимом бурения.

Если часть спускаемых труб не имеет RFID-меток для идентификации (например, оборудование подрядчика), то информационная система основываясь на перемещении талевого блока и изменении веса на крюке самостоятельно выделит данное оборудование как нераспознанное.

5. Параллельно в базу данных с помощью ручного ввода или путем интеграции со сторонним программным обеспечением поступают данные по инклинометрии для построения фактической траектории ствола скважины.

6. С учетом всех собранных данных информационная система производит расчет траектории ствола, действующие на бурильные трубы растягивающие и изгибающие напряжения. Рассчитывает количество пробуренных метров, оборотов ротора, часов циркуляции, а также накопленные усталостные повреждения для каждой из труб в компоновке (рисунок 11). В случае достижения бурильной трубой предельной наработки, информационная система даст предупреждение техническим специалистам о недопустимости её дальнейшей эксплуатации.

Т.о. образом происходит постоянное обновление данных по текущей наботке бурильных труб и их оставшемуся ресурсу, которая доступна всем пользователям системы в реальном времени.

### **Выводы к третьему разделу**

Внедрение индивидуального учета бурильных труб с помощью RFID-меток по описанной в данной работе схеме позволит буровым предприятиям повысить эффективность их эксплуатации и сократить стоимость жизненного цикла:

1. Увеличить срок полезного использования бурильных труб на +20% за счет достоверной информации о текущей наработке и оставшемся ресурсе, что дает возможность эксплуатировать трубы до предельно допустимого износа и не списывать раньше времени исходя из обобщенных данных по комплекту.

2. Уменьшить количество труб в комплекте до строго необходимого для бурения скважины. При формировании комплекта количество труб рассчитывается с запасом не менее 5% с учетом возможной отбраковки в процессе эксплуатации, т.к. трубы из разных комплектов нельзя смешивать между собой или с новыми трубами (данные по наработке будут некорректными). С внедрением индивидуального учета труб с помощью RFID, компоновку для бурения можно собирать из любых имеющихся труб.

3. Сократить затраты на дефектоскопию и текущий ремонт бурильных труб на -25%. Внедрение RFID-идентификации позволит вывозить в ремонт только те трубы, которые действительно требуют ремонта, основываясь на данных индивидуальной наработки. Вместо полной замены комплекта труб во время бурения для ремонта, будет достаточно заменить только наиболее изношенную часть, перейдя таким образом от стратегии «Классического плановопредупредительный ремонта» к стратегии «Ремонта по состоянию».

4. Сократить риск аварий, которые связаны с разрушением бурильных труб из-за промыва или слома на -30%. Информационная система даст рекомендации по отбраковке бурильных труб или изменению их положения в компоновке перед спуском в скважину на основании текущей наработки.

5. Уменьшить парк бурильных труб на -5% за счет исключения из парка предприятия труб с утерянной или недостоверной историей эксплуатации и наработки.

История по каждой трубе хранится в информационной системе и не может быть скомпрометирована.

6. Сравнить реальный ресурс бурильных труб разных заводов-изготовителей в сопоставимых условиях. Индивидуальная наработка труб наглядно покажет разницу в поставляемой продукции для выбора лучших поставщиков по соотношению цена/ качество и позволит увеличить срок полезного использования не менее, чем еще на +10%.

В совокупности перечисленные выше преимущества дадут существенный экономический эффект для любого бурового предприятия, кратно превышающий затраты на внедрение RFID-идентификации.



## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Предоставленные исходные данные в табл. 17.

Таблица 17-Исходные данные

Проектная глубина, м:	2820
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	ГЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 394 мм на глубину 30 м
- кондуктор	d 295 мм на глубину 1360 м
- эксплуатационная	d 216 мм на глубину 2820 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБ-950
производительность, л/с:	
- в интервале 0-30м	20
- в интервале 30-1360м	55
- в интервале 1360-2820м	32
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 30-1360м	УБТ-203 – 60 м
- в интервале 1360-2820м	УБТ 178 – 36 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 30-1360м	ДГР-240/8
- в интервале 1360-2820м	ДРУ-172/9,1
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-30м	127'9
- в интервале 30-1360м	127'9
- в интервале 1360-2820м	127'9
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-30м	Ш 393,7
- в интервале 30-1360м	БИТ 295,3 ВТ 519
- в интервале 1360-2820м	БИТ 215,9 В 619

#### 4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по Красноярскому краю представлены в таблице 18 [21,22].

Таблица 18 - Нормы механического бурения на месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	30	30	0,07	630
2	30	1360	1330	0,045	1420
3	1360	2820	1490	0,08	2000

Нормативное время на механическое  $N$ , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (7)$$

где  $T$  - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

$H$  - количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 30 \cdot 0,026 = 0,78 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 19[21,22].

Таблица 19 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,05	0,78
1330	0,045	59,85
1490	0,08	119,2
<b>Итого</b>		<b>179,83</b>

Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$  с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / \Pi, \quad (8)$$

где  $\Pi$  - нормативная проходка на долото в данном интервале, м. Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 20[21,22].

Таблица 20 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
30	630	0,047
1330	1420	0,93
1490	2000	0,74
<b>Итого на скважину</b>		<b>1,72</b>

#### 4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Укрупненные нормы времени на СПО ТСПО, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Результаты расчета нормативного времени на спускоподъемные операции

Представлены в предложении И.1.Таблица И.1[34,39].

#### 4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

кондуктор:  $3 \cdot 1 = 3$  мин;

эксплуатационная колонна:  $8 \cdot 1 = 8$  мин.

#### 4.1.4 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления 8 ч, кондуктора 16 ч, эксплуатационной колонны 24 ч.

#### 4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ [21,22]:

Отвертывание долота - 7 минут. Спуск бурильных свечей:

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента  $L_c$ , м по формуле:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (9)$$

где  $L_k$  - глубина кондуктора, м;

$L_n$  -длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 30 - 10 = 20 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м ведущая труба (28 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб  $L_T$ , м по формуле:

$$L_T = L_c - L_n, \quad (10)$$

Для направления:

$$L_T = 29 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (11)$$

где  $l_c$  - длина одной свечи, м

Для направления[21,22]:

$$N = 11/28 = 0,37 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{напр.} = 2 \cdot 2 + 5 = 9 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 1360 - 10 = 1350 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 1350 - 29 = 1336 \text{ м}$$

$$N = 1336/28 = 47,7 \approx 48 \text{ шт.}$$

$$T_{конд.} = 48 \cdot 2 + 5 = 101 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2820 - 10 = 2810 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 2810 - 29 = 2781 \text{ м}$$

$$N = 2781/28 = 99,3 \approx 100 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 100 \cdot 2 + 5 = 105 \text{ мин}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени [21,22]:

$$\Sigma = 9 + 101 + 105 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 413 \text{ мин} = 6,8 \text{ ч.} \quad (12)$$

#### **4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы**

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

#### **4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами**

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

#### **4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ**

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [21,22].

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 155,585 часов или 6,48 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %. Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$155,585 \times 0,066 = 10,26 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$155,585 + 10,26 + 25 = 190,845 \text{ ч} = 7,95 \text{ суток.}$$

Нормативная карта наклонно – направленной скважины представлена в таблице И.2 приложения И.

## 4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

### 4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность  $T_{пр}$ , ч определяется по формуле[21,22,39]:

$$T_{пр} = T_n \cdot k \quad (13)$$

где  $T_n$ , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$k$  - поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_r} \quad (14)$$

где  $\Delta t$  - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{пр}, t_{кр}, t_{всп}, t_r$  - соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 21.

Таблица 21– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение: направление кондуктор эксплуатационная колонна	1,14	1,89	0,07
	29,32	32,28	1,34
	88,39	78,64	7,38
Крепление: направление кондуктор эксплуатационная колонна	3,56	3,73	0,15
	16,0	16,8	0,7
	35,3	7,06	1,54
Итого	173,39	140,4	11,18

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении И.

#### 4.3 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (15)$$

где  $H$  - глубина скважины, м;

$T_M$  - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2820 / 150,7 = 18,7 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (16)$$

где  $T_{сно}$  - время спускоподъемных операций, ч.

$$V_p = 2820 / (46,75 + 150,7) = 14,28 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (17)$$

где  $T_H$  - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2820 \cdot 720 / 173,39 = 11710,01 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото  $h_\partial$ , м

$$h_\partial = H/n, \quad (18)$$

где  $n$  - количество долот.

$$h_\partial = 2820 / 1,72 = 1639,53 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с\text{л}м} = (C_{см} - \Pi_n)/H, \quad (19)$$

где  $C_{см}$  - сметная стоимость строительства скважины, руб;

$\Pi_n$  - плановые накопления, руб.

$$C_{с\text{л}м} = (150190044 - 39488) / 2820 = 53272,88 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 22.

Таблица 22 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2820
Продолжительность бурения, сут.	14,36
Механическая скорость, м/ч	18,7
Рейсовая скорость, м/ч	14,28
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	11710,01
Проходка на долото, м	1639,53
Стоимость одного метра	53272,88



## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 5.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении.

Таблица 23 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Видработ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
Камеральный этап (работа внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочейзоны		
	Нервно- эмоциональное напряжение		
	Превышение уровней шума		
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ.
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожароврыво-безопасность	
Полевой этап			
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные	ПБ 08-624–03, ГОСТ 12.1.012- 90, ГОСТ 12.1.029-80
Работа непосредственно на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины механизмы	
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

**5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2200 метров на нефтяном месторождении.**

Отклонение показателей микроклимата в помещении:

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 24) согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96.

Таблица 24 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон и года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, 0°С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение
Холодный	1б	22	19-24	45	15-75	0-0,05	0,1
Теплый	1б	24	20-28	55	15-75	0-0,05	0,1

Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству разведочной нефтяной скважины представлены в таблице 25

Таблица 25— Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству разведочной нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1 Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спуско-подъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа бурильной колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора. 2 Цементирование скважины: подготовка	1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. 3 Повышенный уровень шума на рабочем месте. 4 Повышенный уровень вибрации на рабочем месте. 5 Недостаточная освещенность рабочей зоны. 6 Повреждения в	1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; перемещающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы. 2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи 3 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли. 4 Пожарная опасность	1 ГОСТ 12.0.002-80 [2]. 2 ГОСТ 12.0.003-74 [3]. 3 ГОСТ 12.1.005-88 [4]. 4 СНиП 2.04.05-91 [5]. 5 ГОСТ 12.1.012-90 [6]. 6 ГОСТ 12.1.003-83 [7]. 7 СНиП 23-05-95 [8]. 8 «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9]. 9 ГОСТ 12.1.007-76 [10]. 10 ГОСТ 12.2.003-91 [11]. 11 ГОСТ 12.3.003-75 [12]. 12 РД 34.21.122-87 [13]. 13 СНиП 4557-88 [14]. 14 ГОСТ 12.1.008-76 [15]. 15 МР 2.2.8.2127-06 [16]. 16 Н 2.2.5.1313-03 [17].

Продолжение таблицы 21

<p>тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирувания. 3 Освоение продуктивного горизонта</p>	<p>результате контакта с насекомыми.</p>		
--	--	--	--

### **5.1.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)**

#### **Превышение уровней вибрации**

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004.

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;

- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

### **Превышение уровней шума**

Шум –беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014.

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция

оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

### **Повреждения в результате контакта насекомыми.**

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками. Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое внимание противэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полаты верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

### **Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны**

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, дизельные электростанции, химические реагенты. С целью ис-

ключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации.
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

## **5.2 Экологическая безопасность**

### **5.2.1 Мероприятия по охране атмосферы**

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте-газопрооявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте-газопрооявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое»

### **5.2.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы**

#### **Защита гидросферы**

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдёт загрязнение водяного пласта. Может

произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдёт загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора, создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

### **Защита литосферы**

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтра в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы ГСМ;
- разрушение буровой установки;

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;

- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;

- поглощение жидкости, находящейся в скважине;

- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;

длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением необходимо:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;

- проверить состояние буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;

- провести учебную тревогу;

- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.



Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- Зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- Загерметизировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть пре-венторы);
- Оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- Далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии. Ликвидация ГНВП Проходит в два этапа:

- вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;

- глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде.

#### **5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

Профессия бурика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад.

Рабочая зона и место бурильщика – часть производственного пространства со всеми расположенными на нем основным и вспомогательным технологическим оборудованием, оснасткой, инвентарем, инструментом, рабочей мебелью и специальными приспособлениями, необходимыми для производства определенного вида работ. Работает бурильщик преимущественно за пультом управления стоя. Следит за приборами на пульте управления.

Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»[1], указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации: уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше), оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней), происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада), льготы для пенсионного возраста бесплатное лечение и оздоровление, выдача расходных материалов — спецодежды, обеззараживающих средств.

### **Выводы к разделу**

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях. Предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе исполнения дипломной работы на тему: «Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2820 метров на газовом месторождении (Тюменская область)».

Были аргументированы: способ бурения, профиль и конструкция скважины.

Приведено обоснование класса и типоразмера долот, расчет работы частоты вращения долота, расчет осевой нагрузки на долото, разработаны режимы бурения для всех интервалов, обоснован выбор бурового раствора и его расход, расчет частоты вращения долота. Выбрана буровая установка наклонно-направленный бурения. Спроектированы и обоснованы компоновки бурильных колонн. Выбрана буровая установка наклонно-направленный бурения. Данный выбор позволяет нам достичь оптимальных результатов проходки скважины, с наименьшим потреблением средств и времени на строительство скважины и наилучшем коэффициентом ее работы. Работа составлена на основе анализа существующих технологий строительства скважин, а также использовался накопленный опыт бурения в районах с аналогичными геологическими и географическими условиями.

Дальнейшие описан прототип информационной системы, позволяющей отслеживать перемещение бурильных труб, регистрировать их текущий физический износ, а также накопление усталостных повреждений с помощью технологии RFID-идентификации. Бурильные трубы одна из самых капиталоемких статей затрат для любого бурового предприятия. В среднем расходы на приобретение новых бурильных труб составляет около 20-25% от фонда капитальных вложений.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. ГОСТ 12.0.003-2015 – Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.2.003-91 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.2.062-81 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
4. ГОСТ 12.4.011-89 – Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
5. ГОСТ 12.1.005-88 – Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
7. ГОСТ 12.4.026-2001 – Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
8. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 31192.2-2005 Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.
10. СанПиН 2.2.4.3359-16 – Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
11. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
12. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

13. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Ближнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
14. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 347 с.
15. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», Тюмень 2010. – 189 с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
17. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005. – 75 с.
18. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 262 с.
19. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
20. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
21. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
22. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
23. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
24. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
25. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.

26. Книга инженера по растворам – Москва 2006 г.
27. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
28. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
29. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
30. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
31. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
32. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
33. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 2004 – 187 с.
34. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. – М. : Нефть и газ, 2007. – 264 с.
35. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.

36. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.

37. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.

38. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов / А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

39. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. – 368 с. : ил. – (Высшее нефтегазовое образование) . – Библиогр.: с. 365.

40. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Гидравлический расчет цементирования»– Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

41. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.

42. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

43. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

44. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.



45. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор конструкции эксплуатационного забоя». – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

46. Лягов И.А. Обоснование и разработка технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов разветвленными скважинами сверхмалого диаметра: дис- канд. технич. наук. НМСУ «Горный», СПб, 2014. –211 с.

47. Deployment of Radio Frequency Identification (RFID) in the oil and gas industry – Norwegian Oil and Gas Association Guideline No. 112, 2010.

48. RFID for Oil and Gas Industry: Applications and Challenges – Emad Felemban, Adil A. Sheikh, 2013.

49. EPC™ Radio-Frequency Identity Protocols Generation-2 UHF RFID – GS1 EPCglobal Inc, 2015.

50. Усталостное разрушение буровых труб, его прогнозирование и профилактика – Библиотека ССК.

## Приложение А

### А.Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Таблица А.1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	Название свит	индекс	угол, град	азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	Четвертичные отложения	Q	0		1,3
20	30	Абрасимовская	N <sub>1</sub> ab	0		1,3
30	60	Лагернотомская	P <sub>3</sub> lt	0		1,3
60	126	Новомихайловская	P <sub>3</sub> nm	0		1,3
126	150	Атлымская	P <sub>3</sub> at	0		1,3
150	170	Тавдинская	P <sub>2</sub> tv			1,3
170	270	Люлинворская	P <sub>2</sub> ll	0		1,3
270	300	Талицкая	P <sub>1</sub> tl	0		1,3
300	420	Ганькинская	K <sub>2</sub> gn	0		1,3
420	470	Славгородская	K <sub>2</sub> sl	0		1,6
470	670	Ипатовская	K <sub>2</sub> ip	0		1,6
670	680	Кузнецовская	K <sub>2</sub> kz	0		1,6
680	1545	Покурская	K <sub>1-2</sub> pk	1		1,6
1545	1595	Алымская	K <sub>1</sub> al	1		1,6
1595	2195	Киялинская	K <sub>1</sub> kls	1		1,5
2195	2250	Тарская	K <sub>1</sub> tr	1		1,0
2250	2495	Куломзинская	K <sub>1</sub> klm	1		1,2
2495	2515	Баженовская +Георгиевская	J <sub>3</sub> bg + J <sub>3</sub> gr	1		1,0
2515	2580	Васюганская	J <sub>3</sub> vs	1		1,2
2580	2760	Тюменская	J <sub>1-2</sub> tm	1		1,1
2760	2820	Палеозой	PZ	1		1,1

Таблица А.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интер- вале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	20	глины супесь пески	40 30 30	Почвенно-растительный слой с чередованием серых песков, прослой буровато-серых песчано-алевритовых глин, суглинков и супесей, торфяники.
N <sub>1</sub> ab	20	30	пески глины	50 50	Континентальные отложения. Пески, глины.
P <sub>3</sub> lt	30	60	глины	100	Аллювиально-озёрные отложения. Глины серые плотные.
P <sub>3</sub> nm	60	126	пески глины	50 50	Аллювиальные отложения. Пески мелкозернистые, глинистые. Глины черносиние плотные.
P <sub>3</sub> at	126	150	пески глины	50 50	Пески мелкозернистые, глинистые. Глины черносиние плотные.
P <sub>2</sub> tv	150	170	глины пески	20 80	Глины зеленовато-серые с линзами алевритового материала, с прослоями слабосцементированных алевритов и песков полимиктовых.
P <sub>2</sub> ll	170	270	глины	100	Глины зеленовато-серые с линзами алевритового материала, включениями сидерита.
P <sub>1</sub> tl	270	300	глины алевролиты	90 10	В верхней части – глины зеленовато-серые, желто-зеленные с прослоями серых слюдистых алевролитов; в нижней-песчаники темно-серые, однородные.
K <sub>2</sub> gn	300	420	глины пески	90 10	Представлена темно-серыми, плотными глинами с линзами и присыпками алеврита, прослоями кварцево-глауконитовых песков.
K <sub>2</sub> sl	420	470	глины алевролиты опоки	80 15 5	Сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, с прослоями глинистых опок, алевритов, обилием глауконита, пиритизированных водорослей, включениями пирита.
K <sub>2</sub> ip	470	670	песчаники алевриты глины	50 40 10	Свита представлена песками, слабосцементированными песчаниками, алевритами зеленовато-серыми, часто глауконитовыми, с глинистым, известковистым и кремнистым цементом, с прослоями серых глин, сидеритовыми конкрециями, углистыми растительными остатками.

Продолжение таблицы А.2

K <sub>2</sub> kz	670	680	глины	100	Свита сложена преимущественно плотными глинами темно-серыми, слабослюдистыми, однородными, изредка известковистыми. Имеются отпечатки водорослей и чешуи рыб.
K <sub>1-2</sub> pk	680	1545	песчаники глины аргиллиты алевролиты	50 20 15 15	Литологически представлены толщей переслаивания серых, светло-серых глин, аргиллитоподобных глин, аргиллитов, песчаников слабо-среднецементированных, уплотнённых песков, алевролитов с редкими маломощными прослоями и линзами глинистых известняков и ракушечников. Пески, песчаники, алевролиты разномзернистые, полого- и косослоистые, от полимиктовых до кварц-полевошпатовых, глинистые и глинисто-известковистые.
K <sub>1</sub> al	1545	1595	аргиллиты песчаники	65 35	Морские отложения алымской свиты по литогинезу расчленяются на две подсвиты – нижнюю (песчаную) и верхнюю (глинистую). Песчаники серые, светло-серые (до чёрных), массивные и слоистые.
K <sub>1</sub> kls	1595	2195	глины аргиллиты алевролиты песчаники	35 30 20 15	Представлена толщей неравномерного чередования пёстроокрашенных глин, аргиллитов, алевролитов и песчаников. Песчаники аркозовые от серых до тёмно-серых, мелко- и среднезернистые, часто линзовидные и косослоистые. Алевролиты серые с зеленоватым оттенком, сильно глинистые, слюдистые, слабосцементированные. Глины сургучно-коричневые, зеленовато-серые, алевролитистые, участками известковистые, иногда с тонкими прослойками светло-серых мергелей. Аргиллиты серые, темно-серые с зеленоватыми и буроватым оттенком, алевролитистые.
K <sub>1</sub> tr	2195	2250	известняки аргиллиты глины	40 30 30	Характеризуется равномерным чередованием слоёв песчаников, алевролитов и аргиллитов, сформированных в условиях мелководно-морского бассейна шельфовой зоны. В нижней части свиты залегает песчаный пласт Б13.

Продолжение таблицы А.2

K <sub>1</sub> tr	2195	2250	песчаники алевролиты аргиллиты	50 30 20	Характеризуется равномерным чередованием слоёв песчаников, алевролитов и аргиллитов, сформированных в условиях мелководно-морского бассейна шельфовой зоны. В нижней части свиты залегает песчаный пласт Б13.
K <sub>1</sub> klm	2250	2495	аргиллиты алевролиты песчаники	75 15 10	Литологически они представлены серыми (до чёрных) аргиллитами, плотными, тонкослоистыми, известковистыми с редкими маломощными прослоями песчаников известковистых, кварц-полевошпатовых и алевролитов мелко-крупнозернистых на глинисто-карбонатном цементе.
J <sub>3</sub> bg + J <sub>3</sub> gr	2495	2515	аргиллиты	100	Литологически сложена аргиллитами и битуминозными аргиллитами.
J <sub>3</sub> vs	2515	2580	песчаники алевролиты аргиллиты	45 45 10	По литологическим особенностям строения расчленяется на две под-свиты – нижневасюганскую (глинистую) и верхневасюганскую – глинисто-алевроито-песчаную. Песчаники серые, реже темно-серые, мелкозернистые. Алевролиты серые, структурой. Аргиллиты буровато-серые, серые, либо черные.
J <sub>1-2</sub> tm	2580	2760	песчаники алевролиты аргиллиты угли	45 35 15 5	Литологически характеризуются неравномерным чередованием слоёв мелкозернистых песчаников, алевролитов углистых, аргиллитов и углей. Песчаники серые, светло-серые, буровато-серые. Алевролиты песчаные, буровато-серые, массивные, с редкой горизонтальной слоистостью. Аргиллиты алевроитовые и песчаные, массивные и тонкослоистые.
PZ	2760	2820	глинисто-кремнистые породы	100	Сложена силикатами темно-серыми, кремнистыми известняками с остатками фораминифер. Представлена серыми и темно-серыми глинистыми, известковистыми аргиллитами, илистыми известняками.

Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал,м		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см3	Порис- тость, про- цент	Проница- емость, мДарси	Глинист- ость, процент	Карбонат- ность, процент	Твер- дость, кгс/мм2	Рассло- енност ь породы	Абра- зив- ность	Категория породы про- мысловой классифика- ции (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	супесь	2	20		40	0		1		мягкая
			пески	2,1	30	2500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
N <sub>1</sub> ab	20	30	пески	2,1	30	1500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P <sub>3</sub> lt	30	60	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P <sub>3</sub> nm	60	126	пески	2,1	30	1000	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P <sub>3</sub> at	126	150	пески	2,1	30	1000	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P <sub>2</sub> tv	150	170	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	10	0	-	1	10	мягкая
P <sub>2</sub> ll	170	270	глины	2,4	20	0	100	4	10	5	4	мягкая
P <sub>1</sub> tl	270	300	глины	2,4	20	0	100	10	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2,2	15	5	50	2	10	2	6	мягкая
K <sub>2</sub> gn	300	420	глины	2,4	20	0	100	20	10	4	4	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	2	10	мягкая
K <sub>2</sub> sl	420	470	глины	2,4	20	0	100	0	10	4	4	мягкая
			алевролиты	2,2	15	5	20	5	10	3	6	мягкая
			опоки	2	22	10	40	20	20	5	10	мягкая
K <sub>2</sub> ip	470	670	глины	2,4	5	0	95	1	15	1	4	мягкая
			алевролиты	2,3	20	15	20	3	20	2,5	10	мягкая
			песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	мягкая

Продолжение таблицы А.3

K <sub>2</sub> kz	670	680	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	0,4	мягкая
K <sub>1-2</sub> pk	680	1545	песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	мягкая
			аргиллиты	2,4	5	0	95	10	100	3	4	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	мягкая
			алевролиты	2,3	20	15	20	3	20	2,5	10	мягкая
K <sub>1</sub> al	1545	1595	аргиллиты	2,3	15	0	90	2	30	1	6	средняя
			песчаники	2,2	30	90	20	3	20	2,5	10	средняя
K <sub>1</sub> kls	1595	2195	алевролиты	2,3	20	15	30	3	20	2,5	6	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	100	10	25	3	4	средняя
			глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	средняя
			песчаники	2,2	22	20	20	3	20	2,5	10	средняя
K <sub>1</sub> tr	2195	2250	песчаники	2,2	15	20	20	5	25	3,5	10	средняя
			алевролиты	2,6	9	-	30	3,4	20	3,5	5	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	100	10	25	3	4	средняя
K <sub>1</sub> klm	2250	2495	песчаники	2,4	5	0	20	10	25	3	4	средняя
			алевролиты	2,3	15	15	30	5	20	3,5	5	средняя
			аргиллиты	2,2	20	20	90	5	25	3,5	10	средняя
J <sub>3</sub> bg + J <sub>3</sub> gr	2495	2515	аргиллиты	2,4	5	1	100	8	80	3	6	средняя
J <sub>3</sub> vs	2515	2580	песчаники	2,3	17	93,5	20	8	100	2,5	10	средняя
			аргиллиты	2,4	15	1	90	8	80	2,5	6	средняя
			алевролиты	2,4	5	0	20	5	50	3	4	средняя
J <sub>1-2</sub> tm	2580	2760	песчаники	2,6	17,4	7,8	20	8	60	2,5	10	средняя
			аргиллиты	2,4	15	1	90	8	80	2,5	6	средняя
			угли	1,2	0	0	0	0	40	4	5	мягкая
			алевролиты	2,4	5	0	20	5	50	3	4	средняя
PZ	2760	2820	известняки	2,65	18	5-100	35	80	170	4	4	твердые
			аргиллиты	2,4	5	0	90	10	150	4	4	твердые
			алевролиты	2,4	10	5	25	5	150	4	6	твердые
			песчаники	2,4	15	80	20	5	120	3	10	средняя
			глины	2,4	5	0	90	10	150	4	4	твердые

			известняки	2,65	18	5-100	35	80	170	4	10	твердые
--	--	--	------------	------	----	-------	----	----	-----	---	----	---------

Таблица А.4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиг- рафи- че- ского подраз- де- ления	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце инт-ла
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва пород		горного		градус
			кгс/см2 на м		кгс/см2 на м		кгс/см2 на м		кгс/см2 на м		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	20	0,000	0,100	0,000	0,100	0,000	0,200	0,000	0,230	5
N <sub>1</sub> ab	20	30	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	7
P <sub>3</sub> lt	30	60	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	9
P <sub>3</sub> nm	60	126	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	10
P <sub>3</sub> at	126	150	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	11
P <sub>2</sub> tv	150	170	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	15
P <sub>2</sub> ll	170	270	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	21
P <sub>1</sub> tl	270	300	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	29
K <sub>2</sub> gn	300	420	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	30
K <sub>2</sub> sl	420	470	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	33
K <sub>2</sub> ip	470	670	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	34
K <sub>2</sub> kz	670	680	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	35
K <sub>1-2</sub> pk	680	1545	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	51
K <sub>1</sub> al	1545	1595	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,230	0,230	52
K <sub>1</sub> kls	1595	2195	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,230	0,230	72
K <sub>1</sub> tr	2195	2250	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,230	0,230	74
K <sub>1</sub> klm	2250	2495	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,230	0,230	82
J <sub>3</sub> bg	2495	2515	0,100	0,100	0,100	0,100	1,170	1,170	0,230	0,230	83
J <sub>3</sub> vs	2515	2580	0,102	0,102	0,102	0,102	0,165	0,165	0,230	0,230	85
J <sub>1-2</sub> tm	2580	2660	0,100	0,100	0,100	0,100	0,165	0,165	0,230	0,230	97
J <sub>1-2</sub> tm	2660	2760	0,104	0,104	0,104	0,104	0,165	0,165	0,230	0,230	97
PZ	2760	2820	0,102	0,102	0,102	0,102	0,165	0,165	0,230	0,230	99



## Приложение Б

### Б. Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади)

Таблица Б – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс страти- графического подразделения	Интервал		Тип коллек- тора	Плотность, кг/м³		Свободный де- бит, м³/сут	Газовый фактор (для нефтя- ных пла- стов), м³/м³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до		в плас- товых усло- виях	после дегаза- ции			
1	2	3	4	5		6	7	8
Нефтеносность								
Ю <sub>10</sub>	2662	2667	поровый	0,7	0,862	0,4-2,9	121	-
Ю <sub>11</sub>	2667	2670	поровый	0,721	0,862	1,2	100	
Ю <sub>12</sub>	2680	2687	поровый	0,721	0,862	0,52	100	
Ю <sub>14</sub>	2737	2740	поровый	0,721	0,862	0-2	100	
Ю <sub>15</sub>	2745	2750	поровый	0,721	0,862	0-2	100	
PZ (М)	2762	2790	трещинно-каверновый	0,66	0,862	34,1	162	
Ю <sub>10</sub>	2662	2667	поровый	0,7	0,862	0,4-2,9	121	
Ю <sub>11</sub>	2667	2670	поровый	0,721	0,862	1,2	100	
Газоносность								

Ю <sub>1</sub> <sup>1+2</sup>	2515	2520	поровый	0,723	-	10	-	-				
-------------------------------	------	------	---------	-------	---	----	---	---	--	--	--	--

Продолжение таблицы Б

Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	2520	2525	поровый	0,723	-	203,9							
Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	2535	2543	поровый	0,723	-	30							
Ю <sub>2</sub>	2580	2585	поровый	0,723	-	38,9							
Ю <sub>10</sub>	2660	2662	поровый	0,712	-	13,4							
М	2760	2762	поровый	0,712	-	10,6							
Водоносность													
Индекс страти- графического подразде-ления	Ин- тер- вал, м		Тип коллек- тора	Плотность, г/см <sup>3</sup>				Химический состав воды, мг/л					
	От	До				-	-	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>--</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup> +Me	Mg <sup>++</sup>	Cd <sup>++</sup>
N <sub>1</sub> ab-P <sub>3</sub> at	20	150	поровый	0,996		-	-	1,17	<2	4,6	0,55	1,73	7,9
K <sub>1-2</sub> pk	680	1545	поровый	1,003		-	-	317	-	3,4-3,8	263,2	13-29	32-34
K <sub>1</sub>	1595	2495	поровый	1,01		-	-	440	-	22-26	425	8-12	26-30
J <sub>2</sub> tm	2590	2655	поровый	1,02		-	-	558,3	0,2	12,21	314,2	13,69	46,18

## Приложение В

### В. Возможные осложнения по разрезу скважины.

Таблица В– Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения		Характеристика и условия возникновения
	От	До			
1	2	3	4		5
N <sub>1</sub> -P <sub>3</sub>	20	150	Поглощение бурового раствора		Увеличение плотности бурового раствора, повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб
K <sub>1-2</sub> pk	680	1545			
K <sub>1</sub> tr	2195	2250			
J <sub>3</sub> vs-J <sub>1-2</sub> tm	2515	2760			
PZ	2760	2820			
Q – Pg <sub>2</sub> ll	0	270	Осыпи и обвалы горных пород		Несоответствие проектным значениям параметров применявшихся ранее глинистых буровых растворов плотностью менее 1,15 и 1,10 соответственно. Недостаточное противодавление столба на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам
K <sub>2</sub> gn-K <sub>2</sub> kz	300	680			
K <sub>1</sub> kls	1595	2195			
J <sub>3</sub> vs-J <sub>1-2</sub> tm	2515	2760			
PZ	2760	2820			
N <sub>1</sub> -P <sub>3</sub>	20	150	вода	Нефтепроявление	Перелив воды. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента
K <sub>1-2</sub> pk	680	1545	вода		
K <sub>1-2</sub>	300	1545	вода		
K <sub>1</sub> -J <sub>2</sub>	2195	2760	г/к		
PZ	2760	2820	г/к		

# Продолжение таблицы В

K <sub>1</sub> tr	1595	2495	вода		Перелив раствора на устье, появление газа в буровом растворе, увеличение объема раствора в приемных емкостях, появление пленок нефти в буровом растворе. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента
Ю <sub>1</sub> <sup>1+2</sup>	2515	2520	г/к		
Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	2520	2525	г/к		
Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	2535	2543	г/к		
Ю <sub>2</sub>	2580	2585	г/к		
J <sub>2</sub> tm	2590	2655	вода		
Ю <sub>10</sub>	2660	2662	г/к		
Ю <sub>10</sub>	2662	2667	нефть		
Ю <sub>11</sub>	2667	2670	нефть		
Ю <sub>12</sub>	2680	2687	нефть		
Ю <sub>14</sub>	2737	2740	нефть		
Ю <sub>15</sub>	2745	2750	нефть		
M	2760	2762	г/к		
PZ (M)	2762	2790	нефть		
P <sub>2</sub> ll + K <sub>2</sub> sl	170	470	Прочие возможные осложнения	Разбухание глинистых пород ввиду некачественного бурового раствора, а также оставления ствола скважины без шаблонирования в течение продолжительного времени.	
K <sub>2</sub> kz	670	680			
K <sub>1</sub> al+kls	1545	2195			
J <sub>2-3</sub> vs	2515	2580			
P <sub>2</sub>	0	270	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения. Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.	

## Приложение Г

### Г. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Г.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-30м)

№	Типоразмер , шифр	Длина , м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьб а (низ)	Тип соединен и я (низ)	Сум.ве с, т
					Резь б а (вер х)	Тип соединен и я (верх)	
Бурение под направление (0-30м)							
1	Долото Ш393,7 М	0,40	393,7	-			0.16
					3-171	Ниппель	
2	Переводник М 3-171/171	0,50	203	100	3-171	Муфта	0.26
					3-171	Муфта	
3	УБТ 203х100 Д	12	203	100	3-171	Ниппель	2.56
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/147	0,52	203	100	3-171	Ниппель	2.66
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178х80 Д	12	178	80	3-147	Ниппель	4.53
					3-147	Муфта	
6	Переводник П 3-147/133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	4.6
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК127х10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	6.0
					3-133	Муфта	

Таблица Г .2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30-1360м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьб а (низ)	Тип со- единени я (низ)	Сум.ве с, т
					Резь б а (вер х)	Тип со- единени я (верх)	
Бурение под кондуктор (30-1360 м)							
1	Долото БИТ 295,3 ВТ 519	0,29	295,3	-			0,07
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор К 295,3 МС	1,0	295,3	70	3-152	Муфта	0,25
					3-152	Ниппель	
3	ДГР- 240М.7/8.	7,0	240	-	3-152	Муфта	1,9
					3-152	Муфта	
4	Клапан обратный КО-210	0,64	203	67	3-152	Ниппель	2,0
					3-152	Муфта	
5	Переводник П 3- 147/152	0,52	197	101	3-152	Ниппель	2,1
					3-147	Муфта	
6	УБТ 178x80 Д	60	178	80	3-147	Ниппель	11,36
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3- 147/133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	11,44
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	31,67
					3-133	Муфта	

Таблица Г.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1360-2820 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1360-2820м)							
1	Долото БИТ 215,9 В 619	0,25	215,9	-			0,037
					3-117	Ниппель	
3	ДРУ2-172РС	6,89	178	-	3-117	Муфта	1,02
					3-147	Муфта	
4	Клапан обратный КО-172	0,80	172	71	3-147	Ниппель	1,12
					3-147	Муфта	
6	УБТ 178х80 Д	36	178	80	3-147	Ниппель	6,74
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	6,81
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	96,23
					3-133	Муфта	

Таблица Г .4 – КНБК для отбора керна (2515-2790м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьб а (низ)	Тип со- единени я (низ)	Сум.вес, т
					Рез ьб а (вер х)	Тип со- единени я (верх)	
Отбор керна (2515-2790м)							
1	Долото PDC 215,9 /100 B613C9	0,25	215,9	-			0.014
					3-150	Муфта	
2	Кернотборный снаряд СК-178/100	18	178	100	3-150	Ниппель	2.31
					3-108	Муфта	
3	УБТ 178x80 Д	24	178	80	3-108	Ниппель	6.05
					3-108	Муфта	
4	Переводник П 3- 147/133	0,54	178	89	3-108	Ниппель	6,13
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	94,62
					3-133	Ниппель	

Таблица Г .5– Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-1360	1360-2820
Шифр калибратора		Без калибратора	К269.9МС- Н152/М152	Без калибратора
Тип калибратора		-	С прямыми лопостями	-
Диаметр калибратора, мм		-	295,3	-
Тип горных пород		-	М, М-С	-
Присоединительная резьба	ГОСТ	-	-	
	API	-	-	-



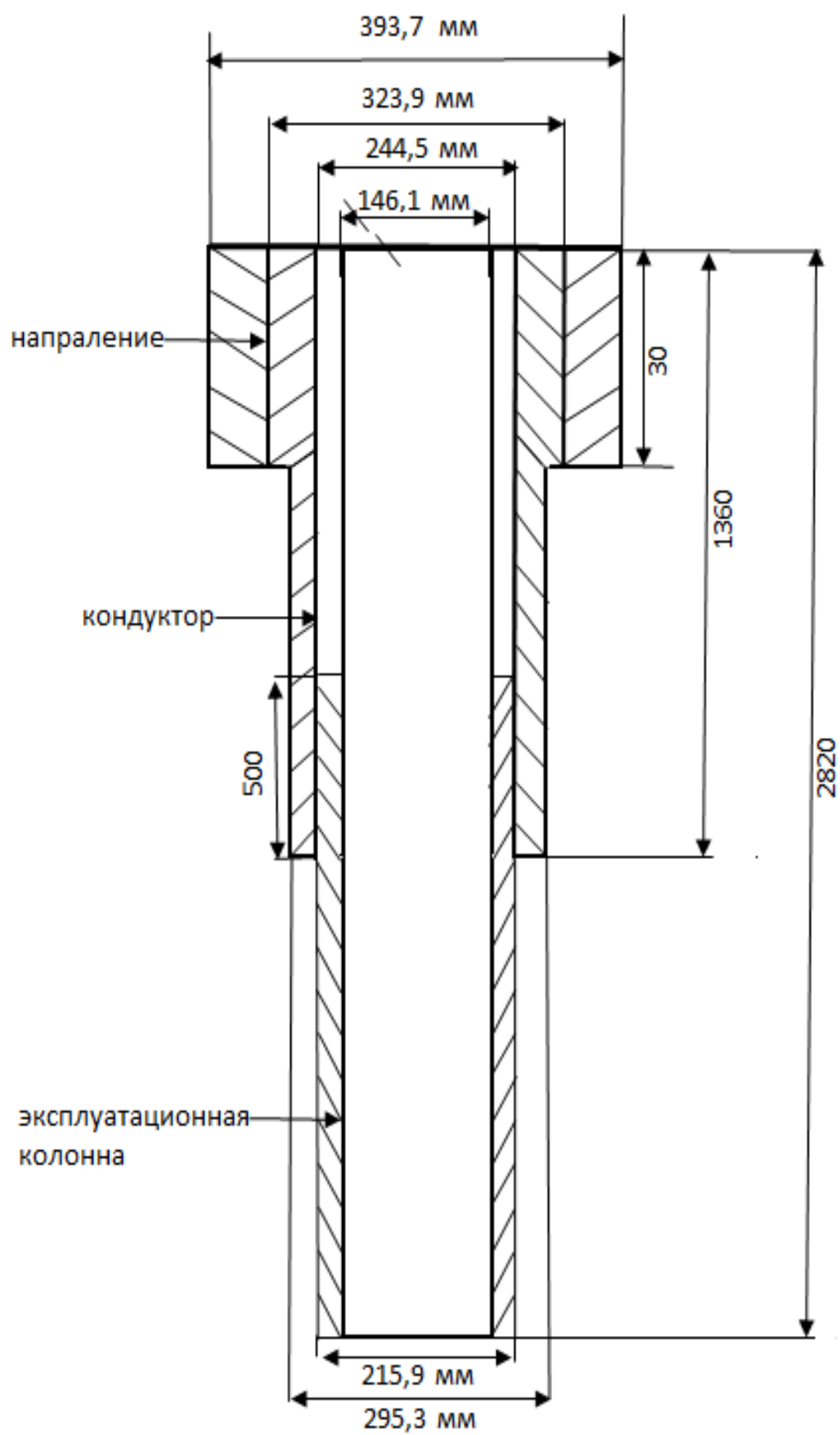


Рисунок Г.1 – Схема конструкции скважины

## Приложение Д

### Д.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Д.1 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалом бурения

Таблица Д.1.1– Компонентный состав бентонитового раствора

Рекомендуемая рецептура бурового раствора				
Наименование реагента	Дозировка, кг/м <sup>3</sup>	Потреб - ность, кг	Количество ед-ц, шт	Вес ед-цы, кг
Сода каустическая	0,5	35	<b>1</b>	25
ПБМВ / Petro Bent	80,0	5600	<b>6</b>	900
Сода кальцинированная	0,5	35	1	50

Продолжение таблицы Д.1.1 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,19
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	<2

Таблица Д.1.2– Компонентный состав ингибирующего раствора

Рекомендуемая рецептура раствора	
Наименование реагента	Дозировка, кг/м <sup>3</sup>
Сода каустическая	0,6
SAPP	0,9
ПБМВ / Petro Bent	10,0
Flodrill PAM 1040	1,1
Petro PAC LV	0,0
Petro PAC HV	0,4
ГКЖ	5,0
Flodrill TS 705	0,6
Petro Det	2,0
Микрограмор KM-60	40,0

Продолжение таблицы Д.1.2–Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1.16-1.15
Условная вязкость, с	30-40
Пластическая вязкость, сПз	20
ДНС, дПа	50
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38\35-37
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	8-10
рН	8-9
Содержание песка, %	<1.5

Таблица Д.1.3– Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора

Рекомендуемая рецептура бурового раствора	
Наименование реагента	Дозировка, кг/м <sup>3</sup>
Сода каустическая	1,6
Xanthan Petro L	2,0
Flodril TS 705	2,5
Луб-БКЕ	30,0
SAPP	1,0
Flodril PAM 1040	2,5
Richmole Component 100	14,0
Petro PAC HV	1,6
ГКЖ	5,0
Petro PAC LV	3,0
Petro ASF	5,0
Petro Def	0,5
Микрорамор КМ-10	160,0
Микрорамор КМ-60	160,0
Petro Cide	0,5
Petro Det	1,5

Продолжение таблицы Д.1.3– Технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1.10
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40\20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<6
рН	8-10
Содержание песка, %	<0.5

Таблица Д.2 -Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2820  
М

<b>Направление</b> Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	30	30	393,7	-	1,3	4,74
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,38$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 3,17$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,15$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 4,74$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{\text{бр}} = 18,18$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 3,47$
<b>Кондуктор</b> Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
30	1360	1330	295,3	305,3	1,6	147,82
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 15,7$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 99,16$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 6,65$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 147,82$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 422,15$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 3,47$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_2 = 418,68$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 0$
<b>Экспл. колонна</b> Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
1360	2820	1460	215,9	225,9	1,16	139,95
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 12,6$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 60,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 7,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 139,95$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 365$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 0$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_3 = 365$

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
		Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
		кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	25	35	1	148	6	370	15	555	22
Кальцинирован-ная сода	50	35	1	0	0	0	0	37	1
ПБМВ / Petro Bent	900	5600	6	2460	0	0	0	8300	6
SAPP	25	0	0	221	9	231	9	452	18
Flodrill PAM 1040	25	0	0	271	11	578	14	849	25
Petro PAC LV	25	0	0	0	0	693	28	693	28
Petro PAC HV	25	0	0	98	4	370	15	468	19
ГКЖ	250	0	0	1230	5	1155	5	2385	10
Flodrill TS 705	25	0	0	148	6	578	23	726	29
Petro Det	200	0	0	492	2	347	2	839	4
Микрограмор КМ-60	1000	0	0	9840	10	36960	37	46800	47
Xanthan Petro L	25	0	0	0	0	462	18	462	18
Луб-БКЕ	180	0	0	0	0	6930	39	6930	39
Richmole Component 100	225	0	0	0	0	3234	14	3234	14
Petro ASF	25	0	0	0	0	1155	46	1155	46
Микрограмор КМ-10	1000	0	0	0	0	36960	37	36960	37
Petro Cide	32	0	0	0	0	116	4	116	4
Petro Def	20	0	0	0	0	116	6	116	6

Таблица Д.3 –Потребное количество химических реагентов

## Приложение Е

### Е. Гидравлические расчеты промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах Е.

Таблица Е.1- Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	30	БУРЕНИЕ	0.45	0.052	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	93.0	2.78
Под кондуктор									
30	1360	БУРЕНИЕ	0.57	0.056	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9	100.6	3.37
Под эксплуатационную колонну									
1360	2820	БУРЕНИЕ	0.94	0.071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	83.3	3.07
Отбор керна									
2515	2790	Отбор керна	1.04	0.079	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	97.0	4.21

Таблица Е.2 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид техно-логической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	30	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	160	165	0,85	65	32	32
30	1360	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	150	165	0,85	65	16	48
1360	2820	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	140	145	0,85	65	19	32
2515	2790	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	140	145	0,85	65	21,9	32

Таблица Е.3- Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	30	БУРЕНИЕ	79.3	60.9	0	8.3	0,1	10
30	1360	БУРЕНИЕ	119.5	68.8	23.0	16.1	1,7	10
1360	2820	БУРЕНИЕ	124.4	49.5	33.9	20.0	16.4	4.5
2515	2790	Отбор керна	105.3	61.1	0	23.5	15.1	5.6

## Приложение И

### И.Финансовый менеджмент

Таблица И.1 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интенсивлы бур	интенсивал бур	размер дол	норма проходки на долото, м	но	но	интенсивал бур ени	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0-30	393,7	490	11	24	0-50	0,0121	0,47
Кондуктор	30-1360	295,3	840	12	32	40-100	0,0122	0,73
						100-200	0,0133	1,33
						200-300	0,0146	1,46
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						800-900	0,0160	1,60
						900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,67
						1100-1200	0,0188	1,78
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1360	0,0193	1,93
Итого								20,11
Эксплуатационная	1360-2820	215,9	1600	12	32	1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,10
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,40
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2300	0,0255	2,55
						2300-2400	0,0256	2,56
						2400-2500	0,0259	2,59
						2600-2700	0,0262	2,62
						2700-2800	0,0265	2,65
						2800-2820	0,0268	2,68
Итого								36,17
<b>Итого</b>								<b>46,75</b>



Таблица И.2- Нормативная карта вертикальной скважины на месторождении

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	На весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	Ш393,7 М	450	0,047	0-30	30	0,07	0,78	0,47	1,14
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 519	1420	0,93	30-1360	1330	0,045	59,85	20,11	29,32
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В 619	2000	0,74	1360-2820	1490	0,08	119,2	36,17	88,39
Всего			1,72		2820		179,83	46,75	118,85
Крепление:									
- направления									3,56
- кондуктора									16,0
- эксплуатационная									35,3
Установка центраторов									
-направление			-						-
-кондуктор			15						0,05
- эксплуатационная			43						0,13
ОЗЦ:									
-направление									4,0
-кондуктора									10,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной пробки (10 м):									
-направление				40-50					1,84
-кондуктор				720-730					2,12
Промывка скважины (1 цикл)									
-направление									0,01
-кондуктор									0,11
- эксплуатационная									0,50

Продолжение таблицы И.2

Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочиевспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизи- ческие работы)									373,38
Ремонтные работы (3,3 %)									11,66
Общее время на скважину									638,08

**Приложение Й**  
(Обязательное)  
**Й.Сметная стоимость строительства скважины**

Таблица Й.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатацион- ная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,08	11,0552	1,38	190,7022	5,46	754,5174
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,08	1,592	1,38	27,462	5,46	108,654
Содержание средств контроля, диспет-черизации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,08	2,2136	1,38	38,1846	5,46	151,0782
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,08	0,6032	1,38	10,4052	5,46	41,1684
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,08	20,2288	1,38	348,9468	5,46	1380,616
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,08	2,2808	1,38	39,3438	5,46	155,6646
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,08	0,556	1,38	9,591	5,46	37,947
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,08	105,36	1,38	1817,46	5,46	7190,82

Продолжение таблицы Й.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,38	1177,54	5,46	4658,963
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,08	1,2896	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,38	340,3356	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	5,46	2022,111
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,08	1,8576	1,38	32,0436	5,46	126,7812
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,08	11,1112	1,38	191,6682	5,46	758,3394
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,08	8,0672	1,38	139,1592	5,46	550,5864
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,08	0,712	1,38	12,282	5,46	48,594
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,08	2,7136	1,38	46,8096	5,46	185,2032

Продолжение таблицы Й.1

Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,08	8,032	1,38	138,552	5,46	548,184
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,08	13,5432	1,38	233,6202	5,46	924,3234
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,08	1,1936	1,38	20,5896	8,48	81,4632
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64

Продолжение таблицы Й.1

Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и зап-частей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб		8266,35	2278,1	10660,45	21242,06				
<b>Затраты зависящие от объема работ</b>									
Ш393,7 М	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 519	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
БИТ 215,9 В 619	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04

Продолжение таблицы Й.1

Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0	169,944	747,883	5979,951					
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,35	2448,044	11408,33	27222,01					
Всего по сметному расчету, руб	49344,73								

Таблица Й.1 - Сметный расчет на крепление скважины.

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,20	27,638	0,80	110,552	1,39	192,0841
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,20	3,98	0,80	15,92	1,39	27,661
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,20	5,534	0,80	22,136	1,39	38,4613
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,20	1,508	0,80	6,032	1,39	10,4806
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,20	50,572	0,80	202,288	1,39	351,4754
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,20	5,702	0,80	22,808	1,39	39,6289
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,20	1,39	0,80	5,56	1,39	9,6605
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,20	263,4	0,80	1053,6	1,39	1830,63
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,20	273,6	0,80	1094,4	1,39	1901,52
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,20	83,88	0,80	335,52	1,39	582,966



Продолжение таблицы Й.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Плата за подклю- ченную мощ- ность,сут	138,89	0,20	27,778	0,80	111,112	1,39	193,0571
Плата за эл/энер- гию при 2-х ста- вочном тарифе, сут	100,84	0,20	20,168	0,80	80,672	1,39	140,1676
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,20	1,78	0,80	7,12	1,39	12,371
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,20	20,08	0,80	80,32	1,39	139,556
Амортизация ва- гон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,20	33,858	0,80	135,432	1,39	235,3131
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,20	3,68	0,80	14,72	1,39	25,576
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,20	6,784	0,80	27,136	1,39	47,1488
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колон- ный БКМ-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колон- ный БКМ-245, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колон- ный БКМ-146,	45,5	-	-	-	-	1	45,5

Продолжение таблицы Й.1

1	2	3	4	5	6	7	8
шт							
Центратор ЦЦ-146/216, шт	18,7	-	-	-	-	58	149,6
ЦКОД-324, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-245, шт	105	-	-	-	-	1	105
ЦКОД-146, шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-Н-245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-146, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Пакер заколонный ПГП-146	590,9		-	-	-	1	590,9
Головка цементировочная ГЦУ-245А	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-146А	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		5096,889	7164,028	9588,807			
Обсадные трубы 324х8,5, м	37,21	5	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,7, м	28,53	-	-	90	20028,06	-	-
Обсадные трубы 146х7,0 м	25,41	-	-	-	-	250	37205,44

Продолжение таблицы Й.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный рас- твор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный рас- твор ПЦТ- Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый каль- ций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение це- мента, тампонаж- ный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, там- понажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка ко- лонны, тампонаж- ный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2

Продолжение таблицы Й.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА- 320М, тампонаж- ный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб за- паса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зави- сящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985	22742,0521	70653,34566				
Всего затрат, без учета транспор- тировки вахт, руб	117074,1						
Всего по смет- ному расчету, руб	117812,1						

Таблица Й.2- Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
<b>Глава 1</b>	
<b>Подготовительные работы к строительству скважины</b>	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
<b>Итого по главе 1</b>	<b>62424</b>
<b>Глава 2</b>	
<b>Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины</b>	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
<b>Итого по главе 2</b>	<b>153101</b>
<b>Глава 3</b>	
<b>Бурение и крепление скважины</b>	
Бурение скважины	49344
Крепление скважины	117812
<b>Итого по главе 3</b>	<b>167156</b>
<b>Глава 4</b>	
<b>Испытание скважины на продуктивность</b>	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
<b>Итого по главе 4</b>	<b>12844</b>
<b>Глава 5</b>	
<b>Промыслово-геофизические исследования</b>	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18360
<b>Итого по главе 5</b>	<b>18360</b>

Продолжение таблицы Й.2

1	2
<b>Глава 6</b>	
<b>Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период</b>	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
<b>Итого по главе 6</b>	<b>12764</b>
<b>Итого по главам 1-6</b>	<b>426649</b>
<b>Глава 7</b>	
<b>Накладные расходы</b>	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	66959
<b>Итого по главе 7</b>	<b>66959</b>
<b>Глава 8</b>	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39488
<b>Итого по главе 8</b>	<b>39488</b>
<b>Глава 9</b>	
<b>Прочие работы и затраты</b>	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24522
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15459
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	9592
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	270
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
<b>Итого по главе 9</b>	<b>54737</b>
<b>Итого по главам 1-9</b>	<b>587833</b>
<b>Глава 10</b>	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1175
<b>Итого по главе 10</b>	<b>1175</b>
<b>Глава 11</b>	
<b>Проектные и исследовательские работы</b>	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
<b>Итого по главе 11</b>	<b>4620</b>

Продолжение таблицы Й.2

1	2
<b>Итого по главам 1-11</b>	<b>593628</b>
<b>Глава 12</b>	
<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты</b>	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29681
<b>Итого по главе 12</b>	<b>29681</b>
<b>Итого по сводному сметному расчету</b>	<b>623309</b>
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	<b>127279698</b>
НДС 20 %	<b>22910345</b>
<b>Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента</b>	<b>150190044</b>